Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

Province du Nouveau-Brunswick

MH-2-2002

Septembre 2002

Procédures relatives aux ordonnances d'exportation

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

Province du Nouveau-Brunswick

Demande concernant les procédures relatives aux ordonnances d'exportation à court terme

MH-2-2002

Septembre 2002

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2002
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2002-4F
ISBN 0-662-87657-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada Printed in Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2002 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/2002-4E
ISBN 0-662-32704-7

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations iii

Exposé et comparutions v

1. Introduction 1
1.1 Demande 1
1.2 Contexte de la demande 3
1.2.1 Méthodes d'approbation des exportations de gaz naturel 3
1.2.2 Mise en valeur du bassin Néo-Écossais 5
1.2.3 Développement du marché intérieur 5
1.2.4 Utilisation des approvisionnements 7

2. Suffisance de l'approvisionnement en gaz extracôtier néo-écossais 9
2.1 Cadre géologique 9
2.2 Réserves et ressources 11
2.3 Perspectives d'approvisionnement 14
Opinion de l'Office 16

3. Accès au gaz extracôtier néo-écossais 18
3.1 Structure du marché 18
3.2 Incapacité d'acheteurs des Maritimes d'obtenir du gaz naturel 20
3.2.1 Tractebel 20
3.2.2 Cartier 21
3.2.3 Autres projets de production d'électricité 22
3.2.4 Maritime Electric 24
3.3 Facteurs influençant les négociations concernant l'approvisionnement en gaz 25
3.3.1 Risque relatif à l'approvisionnement en gaz 25
3.3.2 Considérations touchant le transport 26
3.3.3 Évaluation 28
3.3.3.1 Prix de Boston 28
3.3.3.2 Non-réalisation du potentiel de réduction des droits 30
3.4 Ordonnances à court terme 31
3.5 Le rôle de l'infrastructure 33
Opinion de l'Office 34

4. Procédures d'approbation distinctes pour l'exportation de gaz extracôtier néo-écossais 37
4.1 Points de vue du demandeur 37
4.2 Points de vue des parties en faveur de la demande 39
4.3 Points de vue des parties qui s'opposent à la demande 41
Opinion de l'Office 44

5. Considérations relatives à l'ALENA 48
Opinion de l'Office 49

6. Dispositif 51

Liste des tableaux

2-1 Comparaison des estimations des réserves et des ressources au large de la Nouvelle-Écosse (1012 pi^3) 11

Liste des figures

1-1 Carte du réseau de M&NP/M&NE 7
1-2 Volumes réservés par contrat sur le réseau de M&NP (GJ/j) 8
1-3 Débit mensuel moyen de M&NP (GJ/j) 8
2-1 Bassins et groupes de zones d'exploration au large de la Nouvelle-Écosse 10
2-2 Prévisions de production de gaz au champ Deep Panuke par EnCana 13
2-3 Prévisions de production de gaz du bassin extracôtier Néo-Écossais 14

Abréviations

10^6Btu/j	million d'unités thermiques britanniques par jour
10^6pi^3/j	million de pieds cubes par jour
10^9pi^3	milliard de pieds cubes
10^{12}pi^3	billion de pieds cubes
ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
AIMS	Atlantic Institute for Market Studies
Alberta	ministère de l'Énergie de l'Alberta
ALENA	*Accord de libre-échange nord-américain*
CAPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Cartier	Cartier Pipeline and Company, Limited Partnership
CCPG	Comité canadien du potentiel gazier
CGC	Commission géologique du Canada
Duke Energy	Duke Energy Marketing Limited Partnership
EGNB	Enbridge Gas New Brunswick
EnCana	EnCana Corporation
Énergie NB	Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick
É.-U.	États-Unis
GHR-1-87	*L'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel*
GHW-1-91	*Modifications proposées à l'application de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché*
GJ	gigajoule(s)
GLJ	Gilbert Laustsen Jung
Î.-P.-É.	province de l'Île-du-Prince-Édouard

LDI	licence de découverte importante
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
Maritime Electric	Maritime Electric Company, Ltd.
MCACM	méthode de calcul axée sur les conditions du marché
Mirant	Mirant Canada Energy Marketing, Ltd.
M&NE	Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C.
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
MW	mégawatts
Nouveau-Brunswick ou demandeur	province du Nouveau-Brunswick
Nouvelle-Écosse	ministère de l'Énergie de la province de la Nouvelle-Écosse
OCNHE	Office Canada—Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
Position conjointe	Position conjointe sur les droits et les latéraux
Québec	Procureur général du Québec
SCCÉP	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier
SDL	société de distribution locale
Sempra Atlantic	Sempra Atlantic Gas Inc.
SOEP	projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
Tractebel	Tractebel Energy Marketing Inc.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi) et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande en date du 28 février 2002, dans sa version modifiée, que la Reine du chef de la province du Nouveau-Brunswick, représentée par le ministre des Ressources naturelles et de l'Énergie, a présentée aux termes de l'alinéa 12(1)*b)* et des paragraphes 21(1) et 24(3) de la Loi pour prier l'Office de tenir une audience afin de fixer un nouveau jeu de règles qui s'appliquera au moment de l'examen des demandes d'ordonnances pour l'exportation à court terme d'approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience MH-2-2002 de l'Office national de l'énergie;

ENTENDUE à Fredericton, au Nouveau-Brunswick, les 15-20, 22-26, 29 et 30 juillet 2002.

DEVANT :

J.-P. Théorêt	membre présidant l'audience
K.W. Vollman	membre
D.W. Emes	membre

COMPARUTIONS :

I. Blue, c.r. A. Hamilton	Province du Nouveau-Brunswick
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers
G. Sarault	Association des consommateurs industriels de gaz
C. Worthy	BP Canada Energy Company
D. Lutz	Chevron Canada Resources
P. Jeffrey	Duke Energy Marketing Limited Partnership
J. MacIssac	Emera Energy Inc.
D. Davies	EnCana Corporation
J. Reynolds	GasWorks Installations Inc.
D. Brett	Pétrolière Impériale Ressources Limitée/ExxonMobil Canada Ltd.

M. Gelowitz	J.D. Irving Limited/Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick
W. Lea, c.r.	Maritime Electric Company, Ltd.
L.E. Smith, c.r. N. Gretner	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
M. Stauft	Mirant Canada Energy Marketing, Ltd.
F. Basham	Talisman Energy Inc.
P. Keys	TransCanada PipeLines Limited
B.L. Crowley	Atlantic Institute for Market Studies
G. Clavette	Comité d'énergie de la Vallée St-Jean et de l'Est du Québec
S. Shrybman	Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier
D. Coon A. Secord	Conseil de la conservation du Nouveau-Brunswick
N. Getty R. Pearly	Union of New Brunswick Indians
M.E. Donovan	Municipalité régionale de Halifax
C.J.C. Page	Ministère de l'Énergie de l'Alberta
J. Brisson Y. Migué	Procureur général du Québec
H.D. Williamson, c.r. J. Lagacé	Ministère de l'Énergie, province de la Nouvelle-Écosse
R. King A. Taylor	Province de l'Île-du-Prince-Édouard
M.A. Fowke A.D. Ross	Avocats de l'Office

Chapitre 1

Introduction

1.1 Demande

L'Office national de l'énergie (Office ou ONÉ) a reçu de la Reine du chef de la province du Nouveau-Brunswick (Nouveau-Brunswick ou demandeur) une demande en date du 28 février 2002 présentée aux termes de l'alinéa 12(1)*b)* et des paragraphes 21(1) et 24(3) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi). Dans sa demande, le Nouveau-Brunswick a prié l'Office de tenir une audience afin de fixer un nouveau jeu de règles qui s'appliquera lorsqu'il s'agit d'examiner des demandes d'ordonnances pour l'exportation à court terme d'approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais, si ces approvisionnements ne permettent pas de répondre à la fois à la demande canadienne et à la demande des marchés d'exportation. Plus précisément, le Nouveau-Brunswick demandait que soit rendue au terme de l'audience une ordonnance déclarant ce qui suit :

a) que, dans l'Est du Canada, le marché pour des approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais est moins développé et moins vigoureux que celui du Nord-Est des États-Unis (É.-U.) ou que le marché pour le gaz en provenance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien;

b) que, pour le motif énoncé en a), la politique axée sur les conditions du marché de l'Office, telle que modifiée par les alinéas c) à f) ci-dessous, devrait être appliquée dans le cas de toutes demandes d'ordonnance d'exportation à court terme visant des approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais;

c) que, conformément à l'alinéa b) ci-dessus, tout particulier, gouvernement ou entité peut déposer une plainte à l'encontre d'une demande d'ordonnance d'exportation à court terme visant des approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais;

d) que, pour traduire l'intention visée à l'alinéa c) ci-dessous, l'Office exigera de tout demandeur sollicitant une ordonnance d'exportation de gaz à court terme visant des approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais qu'il fasse paraître une annonce publique concernant la demande et mette la demande à la disposition du public aux fins de consultation;

e) que, pour donner effet aux alinéas c) et d) ci-dessus, une fois que l'annonce publique concernant la demande a été publiée, l'Office établisse un processus bref et efficace pour la présentation de commentaires sur la demande; (Le Nouveau-Brunswick a laissé entendre qu'il serait raisonnable d'exiger que les commentaires, plaintes ou oppositions concernant la demande soient présentés par écrit à l'Office et au demandeur dans les deux semaines de la parution de l'avis public et que le demandeur y réponde dans les trois semaines suivant l'avis public, et que l'Office devrait rendre une décision peu après indiquant si l'ordonnance sera accordée ou refusée, ou s'il faut engager un processus supplémentaire. Le Nouveau-Brunswick a souligné que les échéances susmentionnées ne sont fournies qu'à titre indicatif et que les délais réels dépendraient des

circonstances. Aucune des propositions formulées ci-dessus n'est censée annuler les dispositions énoncées à la page 42 des Motifs de décision GHW-1-91, à savoir : « Si des objections sont déposées devant l'Office, les plaignants et le demandeur peuvent tenter de régler leurs différends. En fait, l'Office peut lui-même décider de ne pas tenir d'audience sur la demande d'exportation jusqu'à ce que les parties aient eu l'occasion de tenter de régler leurs différends. »)

f) que l'Office, en vertu du paragraphe 24(3) de la Loi, se réserve le droit de hausser une demande d'ordonnance d'exportation à court terme au niveau de question à examiner par voie d'audience publique;

g) que, une fois qu'il aurait examiné les commentaires écrits et la réponse du demandeur, ou encore la preuve produite à une éventuelle audience publique, l'Office rendra une décision à l'égard de la demande d'ordonnance d'exportation à court terme conformément aux critères énoncés à l'article 118 de la Loi.

Le Nouveau Brunswick a demandé que l'audience se tienne avant que l'Office examine toute autre demande concernant l'exportation à court terme d'approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais, ainsi qu'avant, ou pendant, l'étude de toute demande de la part de Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) en vue d'obtenir une ordonnance en vertu de l'article 58 de la Loi autorisant l'agrandissement proposé de son réseau. Le demandeur a également sollicité une ordonnance visant à réviser ou à modifier, au besoin, les décisions GHR-1-87 et GHW-1-91 de l'Office concernant la méthode de calcul axée sur les conditions du marché, afin de tenir compte de toutes nouvelles règles que l'Office pourrait établir au cours de l'audience sur les questions relatives aux exportations. Le lecteur trouvera à la partie 4.1 d'autres précisions sur la procédure de traitement des plaintes que le demandeur a proposée relativement aux ordonnances d'exportation à court terme de gaz extracôtier néo-écossais.

Le 23 avril 2002, l'Office a rendu l'ordonnance d'audience MH-2-2002, par laquelle il a convoqué une audience débutant le 15 juillet 2002 pour examiner la demande du Nouveau-Brunswick, ainsi qu'établi les instructions concernant le déroulement de l'audience et une liste préliminaire des questions à étudier. À la même date, l'Office a décidé de refuser la demande du Nouveau-Brunswick voulant qu'il n'examine aucune demande d'ordonnance pour l'exportation à court terme d'approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais avant la tenue de l'audience, jugeant que cette mesure était prématurée et superflue dans les circonstances. L'Office avait prévu la présentation de commentaires sur la liste préliminaire des questions, mais aucune des parties n'a proposé de changements à la liste. Le 10 mai 2002, l'Office a adopté de façon définitive la liste des questions à traiter au cours de l'audience.

L'Office a entendu la preuve à Fredericton, au Nouveau-Brunswick, du 15 au 20 et du 22 au 26 juillet 2002; la plaidoirie finale a eu lieu les 29 et 30 juillet 2002.

1.2 Contexte de la demande

1.2.1 Méthodes d'approbation des exportations de gaz naturel

L'article 118 de la Loi prescrit que l'Office, pour délivrer une licence d'exportation de gaz naturel, doit « veiller à ce que la quantité de pétrole ou de gaz à exporter ne dépasse pas l'excédent de la production par rapport aux besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole ou de gaz au Canada ». Il faut obtenir une licence pour exporter du gaz naturel pendant une période de plus de deux ans, et la durée de validité maximale de la licence est de vingt-cinq ans. Cette disposition figure dans la Loi depuis son adoption en 1959.

Ensemble, les articles 116 et 119 de la Loi autorisent l'Office à approuver l'exportation de gaz naturel pour des périodes de moins de deux ans suivant le *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le pétrole et le gaz (Partie VI de la Loi)*[1] (le Règlement), pris par le gouverneur en conseil. Ainsi, les projets d'exportation d'une durée inférieure à deux ans sont approuvés en vertu d'ordonnances de l'Office rendues aux termes du Règlement.

Au fil des ans, l'Office a eu recours à diverses méthodes pour évaluer et approuver les demandes de licence d'exportation de gaz naturel; de même, le gouverneur en conseil a agréé un bon nombre de changements au Règlement en ce qui touche les ordonnances d'exportation à court terme. Comme nous le verrons plus loin, les changements les plus importants sont survenus au milieu des années 1980, époque où les politiques gouvernementales à l'endroit de l'industrie du gaz naturel ont nettement changé et où l'application de critères basés sur le calcul des excédents a été remplacée par une démarche axée sur les conditions du marché.

Le 28 mars 1985, les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan ont signé une entente sur la tarification et la taxation du gaz naturel, désignée l'Accord de l'Ouest. L'Accord définissait un cadre d'action pour la réglementation de l'industrie des hydrocarbures par le gouvernement fédéral et établissait la nécessité d'élaborer un mécanisme plus souple et d'avantage axé sur le marché pour la fixation des prix du gaz naturel sur le marché intérieur. Un groupe de travail a été mis sur pied à cette fin.

Par la suite l'*Entente Canada --Alberta --Colombie-Britannique --Saskatchewan sur les marchés et les prix du gaz naturel* (mieux connue sous le nom de l'*Entente de l'Halloween*) a été signée le 31 octobre 1985 pour répondre aux objectifs de l'Accord de l'Ouest. Cette entente visait à favoriser la concurrence sur le marché du gaz naturel au Canada. Dans l'esprit de la nouvelle politique, l'Office a été prié de réexaminer les méthodes de calcul des excédents qu'il utilisait pour évaluer les demandes de licence d'exportation de gaz naturel.

L'Office a tenu deux audiences sur la question et, en juillet 1987, il a décidé d'évaluer les demandes de licences d'exportation en fonction d'une nouvelle formule dite « méthode de calcul axée sur les conditions

---

[1] DORS/96-244, dans sa version modifiée.

du marché » (MCACM)[1]. Cette méthode était fondée sur le principe selon lequel le marché fonctionne généralement de façon que les besoins en gaz naturel du Canada soient comblés aux prix du marché. La MCACM prévoyait toutefois un mécanisme d'intervention au cas où il y aurait des indications que le marché ne fonctionne pas de façon à répondre convenablement et équitablement aux besoins des Canadiens.

La MCACM, qui a été confirmée en 1992[2], comporte deux volets : les audiences publiques et la surveillance permanente. La méthode d'intervention en fonction des plaintes est une composante importante du volet des audiences publiques. Dans le cadre de la méthode d'intervention en fonction des plaintes, il est loisible aux acheteurs canadiens de gaz naturel d'intervenir dans l'examen d'une demande de licence d'exportation de gaz naturel s'ils estiment qu'ils n'ont pas pu acheter du gaz naturel à des conditions semblables à celles de l'exportation proposée. Certains changements ont été apportés à la MCACM depuis 1987, mais la méthode d'intervention en fonction des plaintes en est demeurée la pierre angulaire.

Dans le cadre de la surveillance permanente, deuxième volet de la MCACM, l'Office fait des évaluations périodiques des perspectives à long terme de l'offre et de la demande d'énergie au Canada. De plus, l'Office prépare un certain nombre de rapports à court terme, portant sur des sujets précis, appelés des Évaluations du marché de l'énergie. Grâce à la surveillance régulière du marché, l'Office s'assure, et assure aux Canadiens, que, dans la réalité, le marché fonctionne généralement de manière à combler les besoins en gaz naturel du Canada aux prix du marché.

En 1985, le Règlement gouvernant l'exportation de gaz naturel en vertu d'ordonnances à court terme a été modifié afin de permettre des exportations à court terme sans limite de volume. En 1986, pour traduire les nouvelles politiques axées sur les conditions du marché du gouvernement fédéral, le Règlement a été modifié de nouveau pour retirer à l'Office la possibilité d'assortir une ordonnance d'exportation de conditions concernant les prix. Depuis, le Règlement autorise l'Office à incorporer dans ses ordonnances des conditions touchant, entres autres aspects, le point d'exportation et les quantités maximales de gaz pouvant être exportées par jour, par mois, par année, et pendant toute la période visée par l'ordonnance. Ces changements visaient à permettre au commerce à court terme de gaz naturel de se dérouler avec un minimum d'intervention réglementaire.

Depuis 1991, l'Office approuve des ordonnances générales d'exportation à court terme qui autorisent les exportateurs de gaz naturel à exporter le gaz à partir de plusieurs points d'exportation. Ceci leur donne la marge de manoeuvre nécessaire pour saisir les occasions ponctuelles qui se présentent sur le marché à court terme.

Depuis la mise en oeuvre de l'Entente de l'Halloween et de la MCACM, la production et les exportations de gaz naturel ont connu un essor rapide. La production a plus que doublé, tandis que les exportations ont

---

1 Motifs de décision de l'ONÉ relativement à *L'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel*, GHR-1-87, juillet 1987.

2 Motifs de décision de l'ONÉ, *Modifications proposées à l'application de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché*, GHW-1-91, mai 1992.

quintuplé par rapport aux niveaux *enregistrés avant la conclusion de l'Entente. Parallèlement à cette* croissance, les exportateurs ont changé leurs pratiques, préférant recourir aux ordonnances à court terme plutôt qu'aux licences à long terme.

1.2.2 Mise en valeur du bassin Néo-Écossais

À partir du début des années 1970, d'importants gisements de gaz naturel ont été découverts sur la Plate-forme Néo-écossaise, à proximité de l'île de Sable. Dans un premier temps, on a décidé de mettre en valeur six champs de gaz naturel, soit les champs Venture, South Venture, Thebaud, North Triumph, Glenelg et Alma, qui se trouvent en bordure de la Plate-forme Néo-Écossaise par 20 à 80 mètres de profondeur. Un consortium, appelé *Sable Offshore Energy Project*, ou Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (SOEP), exploite les six champs.

En 1996, le consortium SOEP et M&NP ont déposé des demandes auprès de l'Office Canada—Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNHE), de l'ONÉ et de la Nova Scotia Energy and Mineral Resource Conservation Board. Une commission d'examen public conjoint a été constituée pour procéder à l'examen des demandes. Les audiences publiques ont débuté en avril 1997 et se sont poursuivies pendant 56 jours, prenant fin le 14 juillet 1997. La Commission d'examen public conjoint a publié sa décision en octobre 1997, dans laquelle elle recommandait d'approuver les projets de SOEP et de M&NP. Après l'obtention de toutes les approbations réglementaires requises, trois des six champs SOEP ont été mis en production à la fin de 1999. D'autres champs seront mis en valeur selon les besoins afin de maintenir le taux prévu de production de gaz marchand pendant la durée du projet.

À partir d'études réalisées dans le bassin extracôtier Néo-Écossais, la Commission géologique du Canada (CGC) a estimé les ressources découvertes et non découvertes du bassin à quelque 512 milliards de mètres cubes (18 billions de pieds cubes ou 10^{12}pi^3). Suite à l'intérêt récent manifesté pour la région, plusieurs intervenants dans l'industrie et gouvernements ont mis de l'avant d'autres estimations. Des plans de mise en valeur ont été dressés pour un champ nouvellement découvert, le champs gazier Deep Panuke, et de nouveaux forages d'exploration sont effectués dans le bassin, en eau profonde et peu profonde.

1.2.3 Développement du marché intérieur

Au cours de l'audience devant la Commission d'examen public conjoint, M&NP avait demandé qu'on approuve des droits timbre-poste en tant que méthode de tarification et une politique sur les latéraux, deux éléments qu'elle disait être indissociables. La politique sur les latéraux était conçue pour encourager le développement des marchés du gaz naturel dans les Maritimes grâce à la tarification intégrée des latéraux, dans la mesure où ils génèrent des recettes suffisantes, fondées sur un droit d'essai déterminé, pour couvrir leur coût de service annuel.

Après l'audience, les représentants de SOEP, de M&NP et des provinces de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick ont négocié une *Position conjointe sur les droits et les latéraux* (Position conjointe), qui appuyait le barème de droits timbre-poste mais offrait des escomptes à la Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick sur les droits applicables aux livraisons vers ces provinces pendant les premières années du projet. Selon la Position conjointe, les parties ont entériné la politique sur les latéraux de M&NP et cette dernière s'est engagée à construire des latéraux vers Halifax (Nouvelle-Écosse) et

Saint John (Nouveau-Brunswick). M&NP s'est également engagée à mettre au point des plans de travail en vue de la construction de futurs latéraux vers le Cap-Breton et le nord du Nouveau-Brunswick, qui seraient mis en service une fois que la demande aurait atteint un seuil économique. De plus, selon la Position conjointe, les promoteurs de SOEP s'engageaient à réserver, en vue de leur vente aux sociétés de distribution locale dans chacune des provinces (SDL), 10 000 millions d'unités thermiques britanniques par jour (10^6Btu/j) de gaz pendant les trois premières années de production.

M&NP a fait ses premières livraisons de gaz naturel vers la fin de décembre 1999. Le marché du Nord-Est des États-Unis utilisait le gaz naturel depuis un bon nombre d'années et il était donc prêt à absorber la production de SOEP. Par contre, le gaz naturel n'ayant jamais été disponible sur le marché des Maritimes, un travail de préparation considérable était nécessaire pour permettre aux consommateurs dans ces provinces de prendre livraison du gaz naturel. En effet, il fallait construire des latéraux à partir de la canalisation principale, mettre en place des installations de distribution locale et, dans le cas des utilisateurs ultimes, effectuer les investissements requis pour pouvoir recevoir et brûler du gaz naturel.

En 1999, des franchises de distribution de gaz ont été attribuées à Sempra Atlantic Gas Inc. (Sempra Atlantic), en Nouvelle-Écosse, et à Enbridge Gas New Brunswick (EGNB), au Nouveau-Brunswick. Sempra Atlantic a commencé à construire un réseau de distribution locale en Nouvelle-Écosse en 2000, mais a abandonné le projet au bout de 15 km. Elle a remis la franchise depuis, et la Nova Scotia Utility and Review Board a recommencé le processus de sélection d'une SDL. Une audience pour l'examen des demandes de franchise doit avoir lieu en octobre 2002. M&NP a construit deux latéraux en Nouvelle-Écosse. Le latéral Halifax a été achevé en novembre 2000, et le latéral Point Tupper, en juin 2001.

Au Nouveau-Brunswick, M&NP a construit des latéraux vers Saint John, Moncton et St.-George, en plus du prolongement Lake Utopia et d'installations de livraison à l'intention d'EGNB. Ces installations ont été réalisées entre novembre 2000 et novembre 2001. La flambée des prix du gaz naturel survenue à la fin de 2000 et au début de 2001 s'est résorbée depuis, et EGNB a maintenant plus de succès à attirer une clientèle supplémentaire.

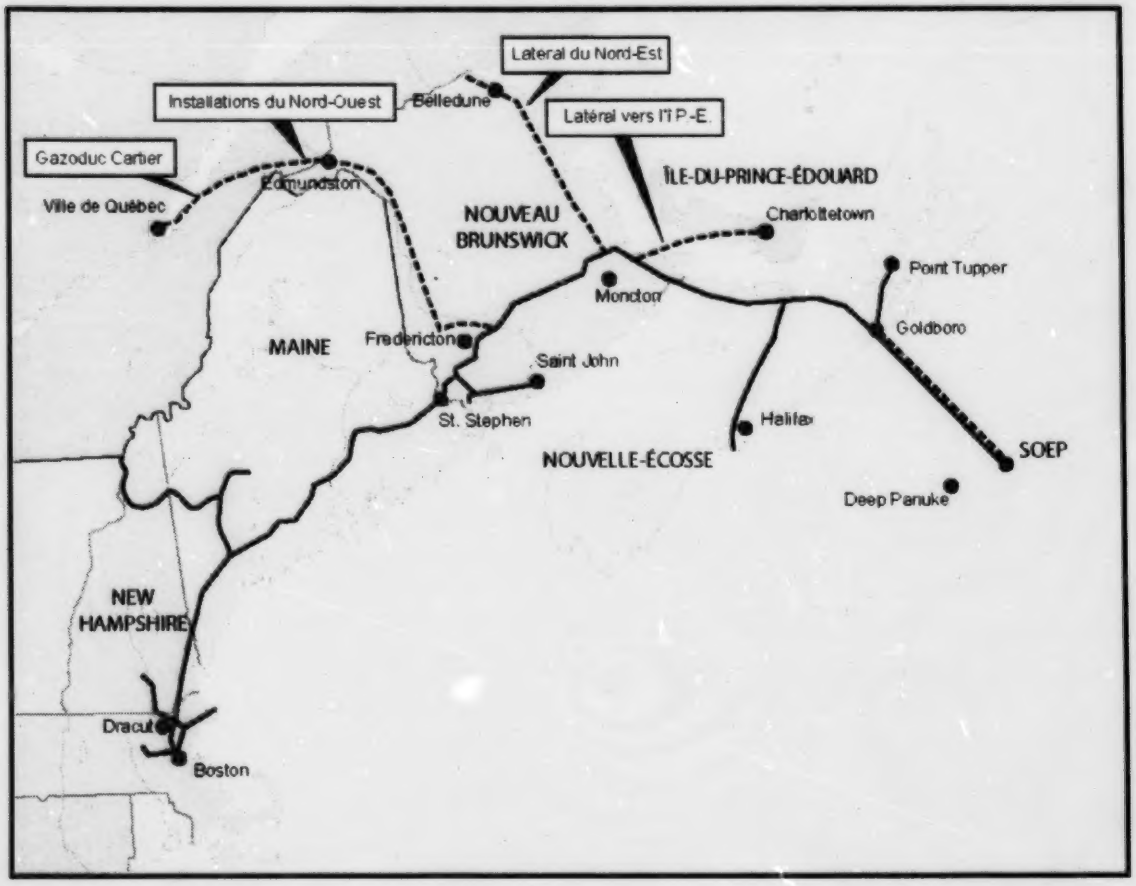
M&NP a eu des pourparlers avec les promoteurs d'un nouveau gazoduc qui relierait Fredericton à un point sur la frontière avec le Québec, près d'Edmundston au Nouveau-Brunswick (les installations du Nord-Ouest), ainsi qu'avec les promoteurs d'un latéral qui débuterait près de Moncton et s'étendrait en direction nord jusqu'à Belledune (le latéral du Nord-Est). Elle poursuit les entretiens avec les promoteurs d'un éventuel latéral vers l'Île-du-Prince-Édouard (Î.-P.-É.)

La province du Nouveau-Brunswick a annoncé qu'elle commençait à restructurer son secteur de l'électricité à compter du 1er mai 2002. C'est ainsi que des centrales électriques privées pourront être construites et raccordées aux installations de transport de la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB). Cela a suscité au Nouveau-Brunswick un intérêt considérable pour la construction de centrales privées alimentées au gaz, dont une importante centrale à cycle combinée à Belledune qui, en tant que charge d'ancrage, pourrait soutenir la construction d'un latéral vers le nord-est du Nouveau-Brunswick. Les centrales privées, ou centrales à vocation commerciale, entendent vendre une partie de leur production à Énergie NB et réserver le reste pour les marchés d'exportation du Nord-Est des États-Unis. La capacité des installations de transport d'électricité dans le Nord-Est américain est plutôt limitée et l'obtention de moyens de transport garanti vers ce marché représente un autre défi pour

les promoteurs d'installations électriques. Sous ce rapport, Énergie NB a saisi l'ONÉ d'une demande de construction d'un nouveau branchement pour aider à atténuer ce manque de capacité.

La figure 1-1 montre l'emplacement des installations dont il était question durant audience.

Figure 1-1
Carte du réseau de M&NP/M&NE

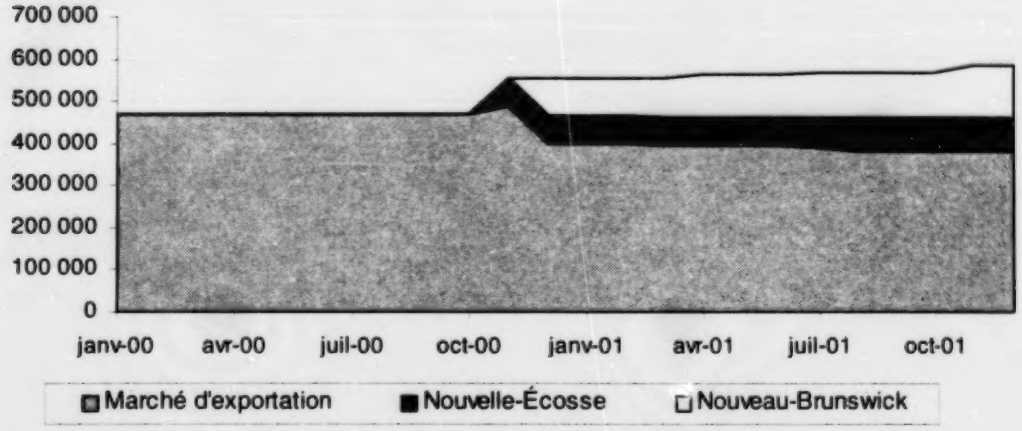


1.2.4 Utilisation des approvisionnements

M&NP dispose de contrats de transport garanti pour une charge totale d'environ 585 500 GJ/j (555 180 10^6Btu/j). Ceci comprend des livraisons de l'ordre de 205 800 GJ/j (195 142 10^6Btu/j) vers des points de livraison principaux aux Canada. Le reste, quelque 379 700 GJ/j (360 036 10^6Btu/d), fait l'objet de contrats de transport vers le point d'exportation de St. Stephen. La figure 1-2 montre les volumes acheminés en vertu de contrats de transport garanti sur le réseau de M&NP. On y voit également que le marché d'exportation a constitué jusqu'ici la charge d'ancrage du réseau de M&NP. Les livraisons destinées au marché intérieur ont commencé à la fin de 2000 en Nouvelle-Écosse, puis ont débuté au Nouveau-Brunswick. Les contrats de transport garanti sur le marché intérieur ont contribué à faire

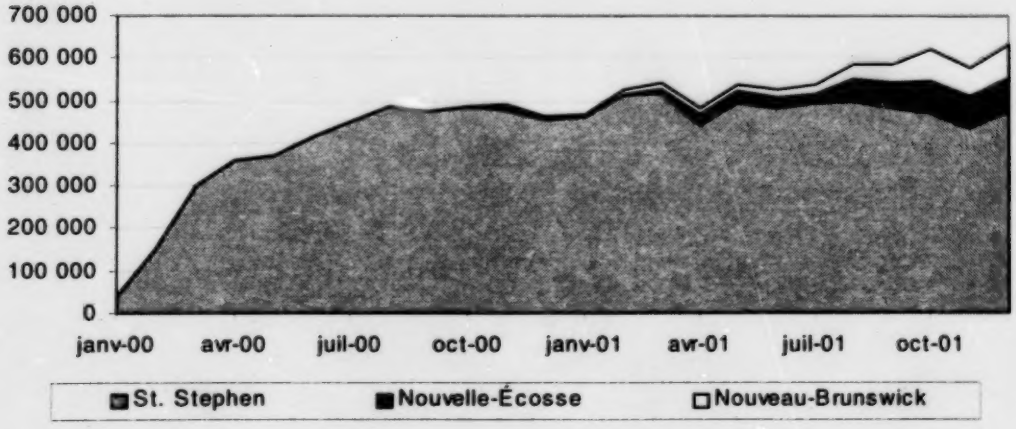
augmenter les volumes globaux réservés par contrat sur le réseau de M&NP, mais la progression des volumes livrés sur le marché intérieur a été annulée en partie par une baisse des livraisons au marché d'exportation.

Figure 1-2
Volumes réservés par contrat sur le réseau de M&NP (GJ/j)



En soi, les flux de gaz sur le réseau de M&NP ne reflètent pas la répartition des contrats entre les marchés intérieur et d'exportation. La figure 1-3 montre que depuis la mise en service des principaux latéraux au Canada, durant la deuxième moitié de 2000, les livraisons canadiennes se sont accrues considérablement. Selon des données plus récentes, les livraisons canadiennes se sont stabilisées autour de 145 000 GJ/j (137 490 10^6Btu/j), soit le niveau moyen pour les huit premiers mois de l'année contractuelle (octobre 2001à mai 2002). Ce chiffre correspond à environ 70 p. 100 de la capacité garantie que des expéditeurs Canadiens ont réservée sur le réseau de M&NP. Le reste de la capacité disponible aux expéditeurs canadiens est utilisé largement pour exporter du gaz vers des marchés aux États-Unis.

Figure 1-3
Débit mensuel moyen de M&NP (GJ/j)



Chapitre 2

Suffisance de l'approvisionnement en gaz extracôtier néo-écossais

La question nº 1 sur la liste des questions de l'Office porte sur : « la capacité du gaz de la Plate-forme Néo-Écossaise de répondre aux besoins raisonnablement prévisibles du marché canadien et du marché d'exportation. »

Le Nouveau-Brunswick a déclaré que la principale raison pour laquelle les acheteurs de gaz des Maritimes éprouvent des difficultés d'accès au gaz provenant du bassin extracôtier Néo-Écossais est la rareté des approvisionnements. Le champ Deep Panuke constitue la seule nouvelle ressource dont la mise en valeur est projetée au cours des cinq prochaines années et les acheteurs n'ont d'autre réelle possibilité de se procurer du gaz que la négociation avec le producteur à cet endroit, EnCana Corporation (EnCana).

Le Nouveau-Brunswick a embauché des experts-conseils en géophysique, MM. James Wright et Ian Atkinson, auxquels il a demandé d'effectuer un examen du cadre géologique au large de la Nouvelle-Écosse, des réserves en gaz naturel et des ressources découvertes et non découvertes; il a également demandé à ces experts de commenter la disponibilité future, à court et à moyen termes, des approvisionnements en provenance de cette région. MM. Wright et Atkinson ont conclu que bien que les nouvelles réserves potentielles à découvrir sont importantes, les forages d'exploration effectués au cours des dix dernières années indiquent qu'il est peu probable que ces réserves potentielles seront découvertes et prouvées à temps pour soutenir la disponibilité des livraisons en provenance des champs SOEP et Deep Panuke lorsque la productivité de ceux-ci commencera à diminuer. La dernière licence de découverte importante (LDI) délivrée avant celle visant le champ Deep Panuke l'a été pour le champ South Venture en 1988.

Dans ce chapitre nous examinons l'information fournie par le Nouveau-Brunswick et d'autres parties concernant le cadre géologique, ainsi que les connaissances existantes relatives aux réserves et aux ressources et les perspectives en matière de production de gaz.

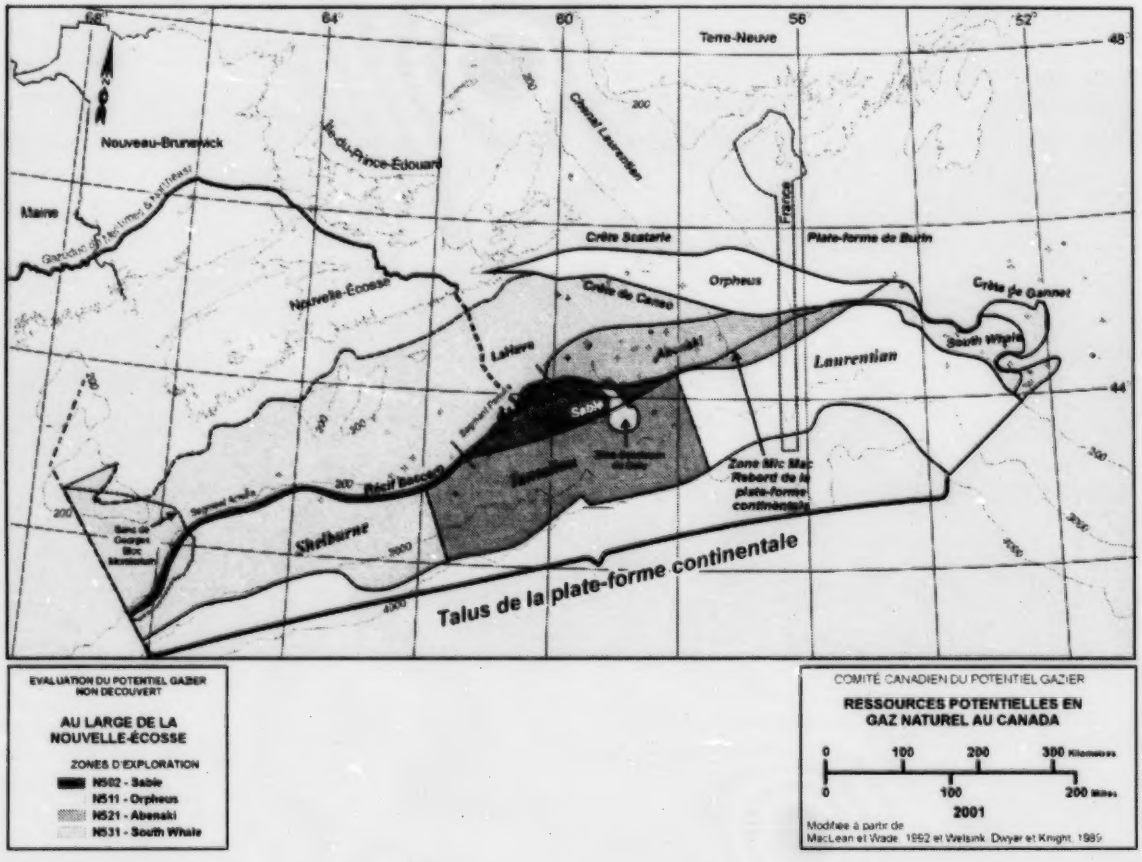
2.1 Cadre géologique

La région au large de la Nouvelle-Écosse comprend plusieurs bassins dont le plus grand est le bassin Néo-Écossais qui englobe le sous-bassin de Sable où ont été faites les découvertes importantes au cours des vingt à vingt-cinq dernières années. Le sous-bassin de Sable repose en eau peu profonde dans la région de l'île de Sable et c'est là que la plupart des forages extracôtiers ont été exécutés jusqu'à maintenant.

Ces quelques dernières années, un intérêt considérable a été manifesté pour la partie du bassin Néo-Écossais située en eau plus profonde, au-delà de la Plate-forme Néo-Écossaise, et plus particulièrement pour la région en bordure de la plate-forme où la profondeur de l'eau excède les

1 000 mètres. Parmi les autres sous-bassins du bassin Néo-Écossais, le banc de Georges et le chenal Laurentien renfermeraient des ressources potentielles, mais n'ont encore fait l'objet d'aucun forage. On estime que la plate-forme de LaHave et les sous-bassins d'Orpheus et d'Abenaki renfermeraient en outre des ressources potentielles en gaz. La figure 2-1 (reproduite avec la permission du Comité canadien du potentiel gazier - CCPG) permet de localiser les bassins et les groupes de zones d'exploration dont il est question dans la présente audience.

Figure 2-1
Bassins et groupes de zones d'exploration au large de la Nouvelle-Écosse



Le bassin Néo-Écossais est un bassin géologique relativement peu exploré dans lequel ont été faites certaines découvertes et qui est prometteur pour l'exploration; on pourrait y faire d'autres découvertes résultant en une production additionnelle de gaz. Plusieurs licences d'exploration ont été délivrées à des producteurs importants qui y exécutent des programmes d'exploration.

Dans le bassin Néo-Écossais, des réserves ont été découvertes dans la région du projet SOEP et des ressources ont été trouvées dans les régions visées par les LDI du sous-bassin de Sable. La plupart des découvertes antérieures dans le sous-bassin de Sable ont été faites dans les zones Missisauga et Mic Mac. Le champ Deep Panuke renferme du gaz dans la zone récifale profonde d'Abenaki. La zone en eau

profonde serait une zone à turbidite. Dans d'autres régions du monde, les zones à turbidite constituent des cibles d'exploration de premier ordre car elles renferment d'importantes réserves et ressources.

2.2 Réserves et ressources

Actuellement tout le gaz produit au large de la Nouvelle-Écosse provient du projet SOEP et la production a commencé en décembre 1999. Les producteurs ont estimé à environ 2,6 10^{12} pi^3 les réserves découvertes dans les six champs de SOEP (Venture, Thebaud, North Triumph, South Venture, Alma et Glenelg). Cette estimation et d'autres figurent au tableau 2.1. Les trois champs du volet I de SOEP (Venture, Thebaud et North Triumph) sont en production depuis plus de deux ans et demi. Le groupe de producteurs exploitant les champs de SOEP se compose des sociétés ExxonMobil Canada Limited (Exxon Mobil), Shell Canada Limitée (Shell), Pétrolière Impériale Ressources Limitée (Pétrolière Impériale), Emera Energy et Mosbacher Operating Limited. Les trois champs du volet II sont actuellement mis en valeur afin de maintenir le taux de production actuel de SOEP. De plus, des travaux d'exploration sont effectués dans le cadre de la phase 2 de SOEP, qui couvre les autres ressources ayant fait l'objet de LDI à proximité des six champs de SOEP. Avec cette production, les producteurs SOEP s'attendent à pouvoir continuer à alimenter les marchés intérieur et d'exportation, au rythme actuel, pendant environ 13 ans.

Tableau 2-1
Comparaison des estimations des réserves et des ressources au large de la Nouvelle-Écosse (10^{12} pi^3)

	Réserves de SOEP (Volets I & II)	Ressources découvertes LDI	Ressources non découvertes du sous-bassin de Sable	Réserves au champ Deep Panuke	Ressources non découvertes au champ Deep Panuke	Ressources non découvertes en eau profonde	Potentiel ultime
Nouveau-Brunswick	2,6	1	0 à 3,5	0,9	3 à 4	5 à 25	20,5 à 49
Producteurs SOEP	2,6						
OCNHE	3	1,9		1			18
Nouvelle-Écosse	3	1,9	4,75 (CCPG)	1			28
GLJ	4,5	(incl. dans les 4,5)	3,5	0,9	4	5 à 25	faible - 11 moyen - 18 élevé - 89
EnCana				0,9	9,1	15	25
CCPG	6	(incl. dans les 6)	4,75	(incl. dans les 6)		(incl. dans les 4,75)	11
CGC					1,0		18
ONÉ	3	1,9					18 à 31*
First Energy							12
Ziff Energy							50
El Paso							50 à 100

* 31 x $10^{12}pi^3$ incluant le banc de Georges et le chenal Laurentien

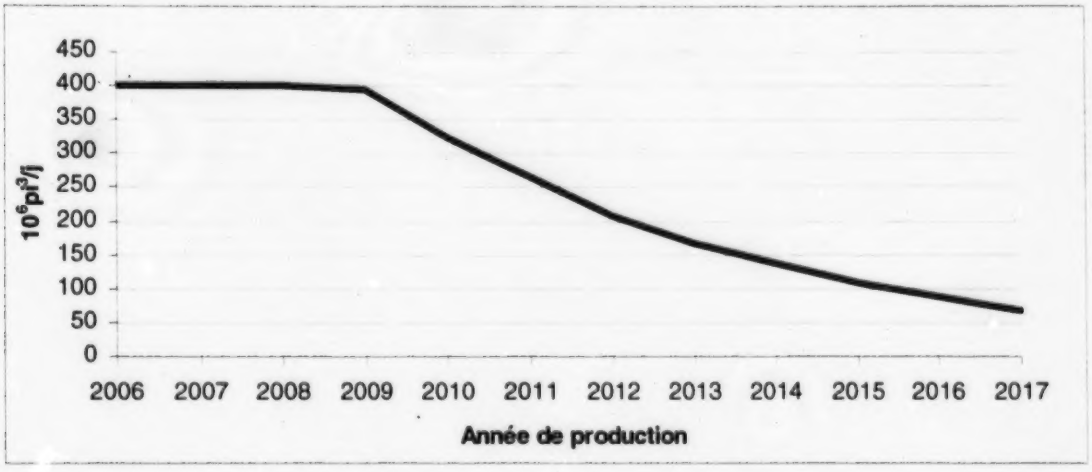
Le Nouveau-Brunswick a souligné que les quantités fournies dans le tableau sur les ressources potentielles en gaz, tiré de l'étude des approvisionnements en gaz depuis le bassin Néo-Écossais effectuée en 2002 par Gilbert Laustsen Jung (GLJ), qui fait état d'estimations de réserves et de ressources découvertes totalisant 4,5 10^{12} pi^3 pour les champs de SOEP et les LDI, sont optimistes puisque ce ne sont vraisemblablement pas toutes les découvertes faisant l'objet de LDI qui résulteront en une exploitation commerciale. D'après GLJ, il s'ajouterait 3,5 $10^{12}pi^3$ de ressources non découvertes, mais puisque les meilleurs pièges prospectifs ont été forés les premiers et que les activités se sont déplacées des eaux peu profondes aux eaux profondes, le Nouveau-Brunswick est d'avis que la possibilité que les ressources non découvertes dans la zone peu profonde parviennent au stade de l'exploitation commerciale pourrait être nulle. Le Nouveau-Brunswick a indiqué qu'une quantité totale s'élevant à 3,6 $10^{12}pi^3$ (2,6 $10^{12}pi^3$ découvertes et 1,0 $10^{12}pi^3$ pour les LDI) est raisonnable compte tenu des récentes réductions des réserves au projet SOEP.

MM. Wright et Atkinson ont souligné que les réserves de SOEP ont été réduites après deux ans de production seulement; en outre, il pourrait se produire des diminutions de la production plus tôt qu'en 2014 comme l'indiquait la prévision initiale. Le Nouveau-Brunswick a laissé entendre que cela remet en question la totalité des ressources extracôtières du bassin Néo-Écossais. Le volet II et les licences de découverte importante ne permettent que de maintenir la production et ne comprennent qu'une composante d'exploration et d'investissement de faible envergure.

Le ministère de l'Énergie de la province de la Nouvelle-Écosse (Nouvelle-Écosse) a indiqué qu'il y a des ressources découvertes additionnelles à l'intérieur du sous-bassin de Sable, dans lequel se trouvent les champs de SOEP. Des ressources découvertes ont été attribuées à un total de 22 champs qui ont obtenu le statut de découverte importante. L'OCNHE leur a attribué des ressources récupérables totalisant 1,9 $10^{12}pi^3$. La Nouvelle-Écosse a présenté une prévision de production de Shell indiquant que certains de ces champs pourraient commencer à être exploités d'ici 2007 et qu'elle agira de manière à maintenir la production actuelle de gaz au projet SOEP.

EnCana a présenté à l'OCNHE et à l'Office des plans de mise en valeur du champ Deep Panuke. EnCana a préparé des estimations économiques des réserves de gaz marchand de ce champ qui indiquent une quantité moyenne prévue de 26,3 10^9m^3 (935 milliards de pieds cubes ou 10^9pi^3) pour les réserves en gaz récupérable. Dans quatre des puits existants la production pourrait commencer au début de 2006 à raison d'un total de 11 330 $10^3m^3/j$ (400 millions de pieds cubes par jour ou $10^6pi^3/j$). Les prévisions indiquent que la production devrait rester constante pendant trois ans pour diminuer ensuite jusqu'à l'épuisement du champ, dont la durée d'exploitation totale serait de 11,5 ans à raison de 50 $10^6pi^3/j$ (voir les prévisions de production à la figure 2-2). Des puits additionnels pourraient être forés au besoin pour maintenir la production et on pourrait ajouter la compression. D'après les données actuellement disponibles, on ne s'attend pas à ce que des puits intercalaires ou d'extension additionnels permettent d'ajouter aux réserves ou d'accroître la production; cependant, les données sur la production seraient analysées à cet égard.

Figure 2-2
Prévisions de production de gaz au champ Deep Panuke par EnCana



EnCana a décrit le projet Deep Panuke comme exigeant un investissement de mise en valeur de 1,1 milliard de dollars; cependant, EnCana n'envisagera pas l'autorisation du projet avant d'avoir obtenu les approbations réglementaires. Si le projet va de l'avant, l'information concernant la production facilitera l'évaluation des réserves et EnCana espère disposer de renseignements importants à cet égard après six à neuf mois de production, puisqu'il y a des incertitudes opérationnelles quant au réservoir. Des corrections pourraient être apportées à la prévision de diminution de la production à mesure que davantage de données deviennent disponibles. EnCana a déclaré qu'elle ne peut s'engager sans réserves à fournir du gaz aux acheteurs jusqu'à ce que le profil de production soit plus fermement établi. EnCana a basé son analyse économique pour le plan de mise en valeur sur une production de 11 300 $10^3m^3/j$ (400 $10^6pi^3/j$) pendant trois ans avant qu'il y ait diminution et a indiqué que cette production est nécessaire compte tenu de l'investissement en jeu. La société a également déclaré que le fait de réduire la production afin de prolonger la durée du champ aurait une incidence négative sur la rentabilité du projet.

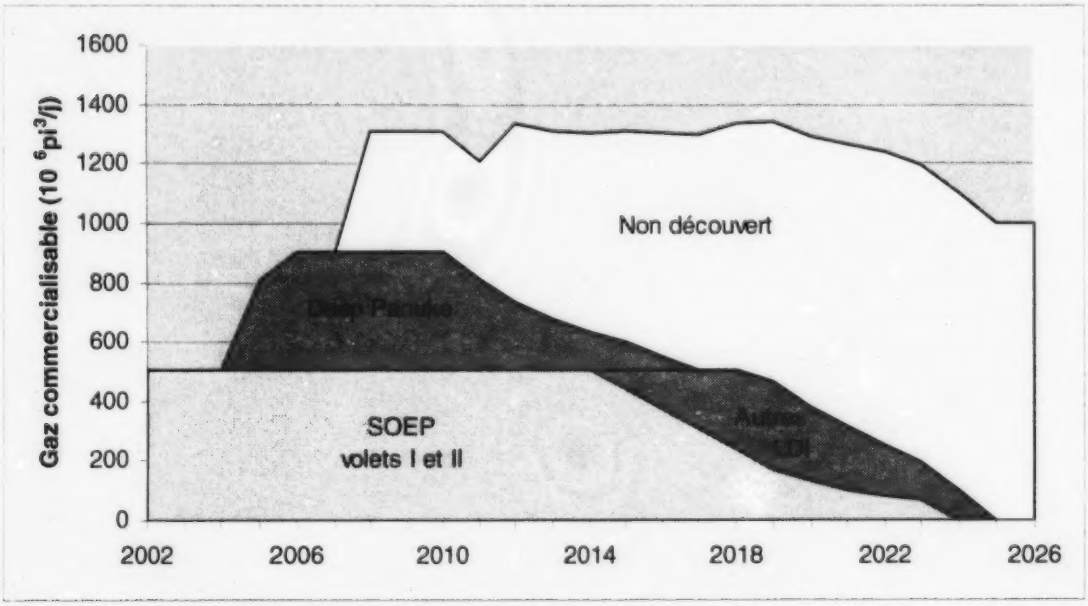
MM. Wright et Atkinson ont indiqué que l'estimation des ressources non découvertes est basée sur des cartes de la porosité dérivées de données sismiques. Deux puits récents abandonnés par EnCana dans cette zone d'exploration indiquent que la définition des zones poreuses prometteuses au front récifal par des méthodes sismiques n'est pas simple et que, par conséquent, le potentiel non découvert de 4,0 10^6pi^3 que GLJ attribue à cette zone d'exploration représente une estimation très risquée, qui pourrait s'avérer élevée. Ils en concluent donc que ce n'est pas la totalité du récif d'Abenaki, dans lequel se trouve le réservoir Deep Panuke, qui est prometteuse pour les ressources en gaz. Ils ont affirmé que l'estimation par GLJ de ressources non découvertes totalisant 4,0 $10^{12}pi^3$ pourrait être élevée. Le Nouveau-Brunswick a utilisé une estimation de 3,0 à 4,0 $10^{12}pi^3$ pour les ressources non découvertes au champ Deep Panuke du récif d'Abenaki. EnCana a estimé à 9,1 $10^{12}pi^3$ les ressources potentielles non découvertes du récif d'Abenaki. Les deux puits forés juste au sud du champ Deep Panuke n'ont pas produit de gaz, mais ont fourni de l'information additionnelle pour l'évaluation des réserves du champ.

La position du Nouveau-Brunswick en ce qui a trait au bassin extracôtier Néo-Écossais est que, bien que les ressources potentielles en gaz soient importantes et qu'elles suscitent un intérêt considérable ainsi que d'importants engagements au titre des travaux d'exploration, il ne s'agit pas d'une ressource prouvée. Les travaux d'exploration sont lents, il y a de longs délais entre la découverte et la production, les estimations des ressources sont incertaines, il y a eu des réductions des réserves prouvées et de fortes diminutions de la production en fonction du temps sont courantes; il y a donc rareté des approvisionnements. Des découvertes pourraient mener à une production en 2010 au plus tôt, mais on ne sait pas de quel type de profil de production il s'agirait. Les résultats des programmes de forage exécutés au cours des prochaines années seront critiques pour la détermination de la production potentielle du bassin.

2.3 Perspectives d'approvisionnement

MM. Wright et Atkinson ont souligné la difficulté d'en arriver à des estimations fiables de l'approvisionnement en gaz, mais ont convenu qu'il est nécessaire de faire ces estimations. Leur estimation est basée sur un certain nombre de sources publiques, notamment sur le rapport de GLJ qui a été le point de mire d'une bonne part des discussions dans le cadre de l'audience. Le tableau 2 du rapport de GLJ est ici reproduit à la figure 2-3.

Figure 2-3
Prévisions de production de gaz du bassin extracôtier Néo-Écossais



Les prévisions de production établies par GLJ consistent en estimations de la production pour les champs de SOEP, pour les LDI, pour le champ Deep Panuke et pour le potentiel non découvert. On indique que les gisements visés par des LDI seront mis en production en 2015 et que la production commencera à y diminuer après cinq ans, alors qu'au champ Deep Panuke, la production débutera en 2005 et commencera

à diminuer après six ans d'exploitation. Pour les ressources non découvertes, on prévoit que la production débutera en 2008, mais le demandeur a suggéré que cela serait difficile à accomplir.

MM. Wright et Atkinson ont préparé et présenté les prévisions de production potentielle corrigées ci-après pour le bassin Néo-Écossais :

> 2002 à 2005 :
> 500 10^6 pi^3/j pour les champs de SOEP - aucune production additionnelle disponible.
>
> 2006 à 2010 :
> 900 10^6 pi^3/j pour les champs de SOEP et Deep Panuke. Il subsiste une possibilité de production additionnelle à compter de 2008 si une découverte importante est faite avant 2003. Il semble que les actuelles LDI n'offrent pas une viabilité commerciale suffisante pour être portées au stade de la production. Une nouvelle découverte importante (de la taille du champ Deep Panuke) est nécessaire avant 2003 pour accroître la productibilité d'ici 2008.
>
> 2011 à 2020 :
> Il est possible que la production combinée atteigne de 1 300 10^6 pi^3/j, mais cela exigerait l'équivalent d'au moins 3 à 5 découvertes de l'ampleur du champ Deep Panuke (Abenaki ou en eau profonde). Cela permettrait de compenser la diminution de production aux champs SOEP et Deep Panuke tôt au début de la prochaine décennie. Pour que cet objectif soit atteint, il faudrait en moyenne une découverte importante (de la taille du champ Deep Panuke) chaque année entre 2004 et 2008. Compte tenu du taux de découverte observé pendant la dernière décennie, cela semble une entreprise ambitieuse et un objectif difficile à atteindre.

Le demandeur a indiqué qu'on estime que la zone en eau profonde (zone à turbidite) présente un important potentiel pour le gaz. La zone en eau profonde, qui s'étend le long de la plus grande partie du rebord extérieur du bassin Néo-Écossais, est largement non éprouvée. Le Nouveau-Brunswick a indiqué que le rythme des travaux de forage devra être accéléré pour que des découvertes soient faites en eau profonde afin d'ajouter à la production à compter de 2010 et que cela ne constitue pas un scénario raisonnable. On fore actuellement deux puits afin d'éprouver les ressources de la zone en eau profonde.

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (CAPP) est d'avis que l'approvisionnement extracôtier néo-écossais ne fait que commencer. Les taux de succès sont en général faibles dans les nouveaux bassins, si bien que l'exploration présente un risque élevé, et l'on fait face dans les régions extracôtières à des coûts élevés et de longs délais d'approvisionnement. La production présente des défis et les additions à la production peuvent être laborieuses. La CAPP a indiqué que des producteurs ont entrepris d'importants programmes d'exploration couvrant plus de six millions d'hectares et se sont engagés à exécuter des travaux d'une valeur de 1,5 milliard de dollars. Des puits sont actuellement forés et davantage de producteurs sont intéressés. La CAPP a souligné que les producteurs ne foreraient pas les pièges prospectifs et ne prendraient pas d'engagements à moins d'être confiants d'accroître leur production.

EnCana a également noté que les taux d'exploration sont à la hausse et des engagements à exécuter des travaux d'une valeur de 1,5 milliard de dollars ont été pris dans le cadre de licences d'exploration. EnCana s'attend à forer de huit à quinze puits au cours des trois à cinq prochaines années. En outre, EnCana prévoit que l'industrie dans son ensemble forera entre vingt et trente puits d'exploration avant 2006 dans le cadre des engagements existants à exécuter des travaux et suggère que deux ou trois découvertes importantes sont possibles compte tenu d'un taux de succès de dix à vingt pour cent.

La Nouvelle-Écosse a déclaré que l'on constate actuellement un niveau considérable d'activité, de dépenses et d'intérêt qui devrait aboutir à des découvertes et à une production éventuelle. La Nouvelle-Écosse a souligné que les puits d'exploration peuvent coûter jusqu'à 90 millions de dollars chacun et que les décisions de forer sont donc à risque élevé et exigent un examen minutieux de toutes les données. Des producteurs importants comme ExxonMobil, Shell, BP Canada Energy Company, Chevron Canada Limited, EnCana, Pétrolière Impériale, Kerr-McGee Offshore Canada Limited et Marathon Canada Limited détiennent d'importants intérêts fonciers.

La Nouvelle-Écosse a indiqué qu'il y a 59 licences d'exploration auxquelles sont associés des engagements à exécuter des travaux, dont des forages, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars. Environ le tiers de ces travaux doivent être effectués en eau peu profonde sur la Plate-forme Néo-Écossaise et le reste dans la zone en eau profonde. Les travaux de forage à exécuter en vertu des licences doivent l'être avant 2006 afin d'éviter la déchéance et la perte de 25 % de la valeur des travaux que les sociétés se sont engagées à effectuer.

Plusieurs parties ont exprimé l'inquiétude que, jusqu'à que d'autres découvertes soient faites et que de nouveaux champs soient trouvés et mis en valeur, l'accroissement de la production en provenance du bassin Néo-Écossais serait irrégulière, puisque les projets de mise en valeur sont entrepris un à la fois et vraisemblablement non de manière séquentielle. La Nouvelle-Écosse a indiqué que Shell prévoit que les champs de la région de l'île de Sable (LDI) commenceront à être mis en valeur à compter de 2007 afin, à tout le moins, de maintenir la production. Toutes les parties ont convenu essentiellement qu'il n'est pas certain que les travaux d'exploration seront couronnés de succès et qu'ils mèneront à une production additionnelle de gaz. Cependant, la plupart des parties s'entendaient pour dire que des découvertes seront vraisemblablement faites compte tenu de l'intérêt et des investissements que suscite le bassin Néo-Écossais. La Nouvelle-Écosse a fait remarquer que, lorsqu'il s'agit de ressources extracôtières, l'intervalle entre la découverte et la production est de longue durée, mais il raccourcit à mesure que l'on acquiert de l'expérience.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis qu'il existe un approvisionnement adéquat pour maintenir à leur niveau actuel les livraisons sur les marchés intérieur et d'exportation. La production résultant de la mise en valeur des champs du volet II du projet SOEP et une production additionnelle future résultant de la mise en valeur des zones en eau peu profonde visées par les LDI en vigueur devraient assurer le maintien de la production au moins au niveau actuel pendant approximativement treize ans.

Les perspectives en ce qui a trait à un approvisionnement additionnel restent très incertaines, bien que prometteuses à la lumière du potentiel géologique et des engagements des producteurs à dépenser environ 1,5 milliard de dollars pour l'exploration pendant les cinq prochaines années.

À court terme, le gaz récemment découvert au champ Deep Panuke permettrait de presque doubler les taux de production actuels dans le bassin extracôtier Néo-Écossais. Un certain nombre de défis doivent cependant être relevés pour garantir que les marchés intérieurs aient accès à cette source d'approvisionnement. Premièrement, EnCana n'est prête à prendre que des engagements conditionnels en ce qui a trait à l'approvisionnement. EnCana estime que le profil de production ne pourra être connu avec un certain degré de certitude qu'après de six à neuf mois de production. Le court intervalle de production stable et la rapide diminution projetée de la production de ce champ constituent une deuxième difficulté. Les négociations entre EnCana et les acheteurs sur le marché intérieur devront aborder le partage du risque d'approvisionnement qu'engendrent ces défis. Ces aspects sont traités de manière plus détaillée à la section 3.3.

À plus long terme, la production du bassin extracôtier Néo-Écossais dépendra étroitement des résultats des engagements à effectuer des travaux d'exploration, autant dans les zones en eau peu profonde que dans les zones en eau profonde. Les forages d'exploration doivent être couronnés de succès pour que se poursuive la mise en valeur du bassin. Les estimations des ressources non découvertes présentes en eau peu profonde et en eau profonde dans le bassin Néo-Écossais sont considérables. Bien qu'il soit impossible de savoir quelles additions aux approvisionnement seront réalisées et à quel moment, ou de préciser la taille des futurs champs ou les niveaux et les profils de production, il est vraisemblable que les acheteurs sur les marchés intérieurs et les gouvernements qui souhaitent utiliser les approvisionnements extracôtiers pour sous-tendre de nouvelles infrastructures devront continuer à faire preuve de créativité pour tenir compte du risque d'approvisionnement, jusqu'à ce que le bassin atteigne un niveau de maturité auquel la sécurité des approvisionnement ne sera plus en doute.

Chapitre 3

Accès au gaz extracôtier néo-écossais

La question n° 2 dans la liste préliminaire des questions de l'Office est la suivante : « Si oui ou non les acheteurs sur le marché canadien ont une possibilité équitable d'acheter du gaz de la Plate-forme Néo-Écossaise. » La question n° 3 est la suivante : « Le rôle de l'infrastructure pour ce qui est de déterminer si le marché canadien peut avoir accès au gaz de la Plate-forme Néo-Écossaise. » À mesure qu'avançait l'audience, il est devenu évident que ces questions étaient étroitement liées. En conséquence, l'Office a décidé d'examiner les deux dans le présent chapitre.

3.1 Structure du marché

Lors de l'audience, on a beaucoup parlé de la nature du marché gazier des Maritimes. Certaines parties ont avancé que le marché fonctionnait bien et était raccordé au reste de l'Amérique du Nord, tandis que d'autres ont déclaré qu'il s'agissait plutôt d'un marché isolé où les acheteurs de gaz des Maritimes sont désavantagés par rapport aux acheteurs des États-Unis, avec lesquels ils sont en concurrence pour les approvisionnements en gaz naturel extracôtier néo-écossais.

Le Nouveau-Brunswick a soutenu que le marché canadien des Maritimes fonctionne mal et déclaré que l'approvisionnement est fortement concentré, 60 p. 100 de la production étant fournie par un seul producteur, une part suffisante pour dominer le marché. Le Nouveau-Brunswick a également fait remarquer que, présentement, il n'y a qu'un seul fournisseur potentiel d'approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais et qu'il existe un monopole exclusif sur le plan du transport. Compte tenu de cette concentration du point de vue de l'approvisionnement, le Nouveau-Brunswick a soutenu qu'un vendeur de gaz pouvait en théorie augmenter ses prix au-dessus d'un niveau concurrentiel pendant de longues périodes.

Plus précisément, le Nouveau-Brunswick a fait valoir que les tentatives menées par EnCana en vue d'obtenir des acheteurs de gaz canadiens une compensation pour l'impact sur les droits qu'entraînerait l'agrandissement de la canalisation principale de M&NP montrent l'existence d'un pouvoir dominant sur le marché (consulter la partie 3.3.3.2 pour de plus amples renseignements). Maritime Electric et Énergie NB ont également avancé qu'EnCana exerce un pouvoir dominant sur le marché, faisant observer respectivement qu'EnCana est la seule source de nouveaux approvisionnements et qu'il n'existe pas de marché concurrentiel pour un acheteur qui souhaite accéder aux approvisionnements additionnels en gaz.

Le Nouveau-Brunswick a parlé du contraste entre le marché du gaz des Maritimes et celui du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, qui compte plus de 600 producteurs de gaz. Dans ce marché, selon le Nouveau-Brunswick, il serait impossible pour un ou deux vendeurs de gaz d'exercer un pouvoir dominant sur le marché en raison de l'étendue de la concurrence.

Le Nouveau-Brunswick a également souligné que les prix et les conditions d'achat sur le marché des Maritimes ne sont pas transparents parce qu'ils sont négociés directement entre acheteurs et vendeurs, sans divulgation publique. En conséquence, il n'existe aucune source d'information à portée de la main sur les prix intérieurs du gaz et les acheteurs de gaz des Maritimes ne sont pas adéquatement informés des conditions offertes. Le Nouveau-Brunswick a toutefois admis qu'en raison du raccordement de M&NP à Dracut, les acheteurs de gaz des Maritimes pouvaient établir le prix des achats de gaz par référence aux prix pratiqués sur les vigoureux marchés américains, y compris au carrefour Henry.

Malgré la disponibilité des données de Dracut comme point de référence pour l'établissement des prix, le Nouveau-Brunswick et Maritime Electric étaient tous deux d'avis que, jusqu'à ce qu'il y ait un marché plus concurrentiel à Goldboro, les acheteurs de gaz canadiens n'auraient pas le même pouvoir de négociation des prix que les vendeurs de gaz, et les vendeurs n'auraient aucun incitatif à négocier équitablement. Néanmoins, Maritime Electric a reconnu qu'elle n'avait constaté aucune preuve de négociation de mauvaise foi chez les producteurs.

Par ailleurs, la CAPP et la Nouvelle-Écosse ont soutenu que le marché du gaz des Maritimes est raccordé au grand marché nord-américain. Plus précisément, la CAPP a signalé que les producteurs de gaz sont des preneurs de prix sur le marché concurrentiel du gaz en Amérique du Nord et que les prix dans les Maritimes pourraient être établis convenablement à partir du marché bostonnais à Dracut. Elle a fait observer qu'il s'agit de la méthode suivie pour établir les prix à d'autres endroits, notamment au Manitoba, où le prix est établi à partir du marché de l'Alberta au carrefour AECO-C, et à Montréal, où il l'est à partir du carrefour Dawn, en Ontario.

La CAPP a également fait observer que les producteurs SOEP vendent le gaz naturel à divers acheteurs, qui le revendent à des acheteurs secondaires. En outre, la capacité de transport sur le réseau de M&NP est détenue par un certain nombre d'expéditeurs, qui peuvent la céder à d'autres utilisateurs. On compte également un certain nombre de commercialisateurs qui font leur entrée sur le marché du gaz des Maritimes. Tous ces facteurs tendent à rendre le marché du gaz des Maritimes plus concurrentiel que si l'on ne prenait en considération que le nombre de producteurs de gaz.

La Nouvelle-Écosse a fait valoir que le bassin extracôtier Néo-Écossais n'est qu'à l'état naissant et qu'il est donc tout à fait normal de ne voir que quelques vendeurs et une transparence des prix limitée. La Nouvelle-Écosse a souligné que la transparence des prix se développe généralement aux carrefours où l'on compte un grand nombre de transactions de marché secondaires, et que ce sont ces transactions qui permettent de découvrir les prix. Elle a indiqué que les prix des transactions primaires ne sont divulgués sur aucun des marchés de gaz naturel nord-américains et qu'il ne faudrait pas s'attendre à ce que les producteurs du bassin Néo-Écossais dévoilent les clauses de leurs contrats de vente primaires. La Nouvelle-Écosse a convenu avec la CAPP que les acheteurs de gaz des Maritimes peuvent établir convenablement le prix de leurs achats de gaz à partir du point d'établissement des prix de Dracut.

3.2 Incapacité d'acheteurs des Maritimes d'obtenir du gaz naturel

Pour étayer son allégation voulant que le marché du gaz des Maritimes ne fonctionne pas bien, le Nouveau-Brunswick a présenté en preuve le cas de clients canadiens qui n'ont pas été en mesure d'acheter du gaz naturel de la Plate-forme Néo-Écossaise.

3.2.1 Tractebel

Tractebel Energy Marketing Inc. (Tractebel), avec l'appui d'Énergie NB, voulait construire une turbine à combustion à cycle combiné de 350 MW à Belledune, au Nouveau-Brunswick. Le 2 juin 1999, Tractebel a transmis à Duke Energy Marketing Limited Partnership (Duke Energy) un projet d'offre d'achat d'environ 55 000 10^6Btu/j à recevoir à Goldboro. Bien que l'offre d'achat de Tractebel portait sur un approvisionnement de 25 ans, ce chiffre, lors du contre-interrogatoire, a été ramené à une période de 15 à 25 ans. Tractebel n'a pu obtenir les approvisionnements en gaz désirés de Duke Energy.

Le Nouveau-Brunswick a allégué que le projet de Tractebel était un projet intéressant qui, s'il était allé de l'avant, aurait permis à M&NP de construire un latéral dans le Nord-Ouest du Nouveau-Brunswick en vertu de la Politique sur les latéraux, et à EGNB de commencer la distribution dans cette région de la province. Énergie NB avait signé une entente préalable avec M&NP pour la construction d'un latéral devant transporter 57 000 10^6Btu/j et prévoyait porter ce débit à 96 000 10^6Btu/j. Énergie NB estimait que le latéral serait économique car, en vertu de la Politique sur les latéraux, elle pouvait utiliser l'excédent sur le latéral Saint John pour compenser le déficit prévu sur le latéral du Nord-Est, si les deux latéraux étaient construits durant la même période. Pour ce qui est du transport de l'électricité, le Nouveau-Brunswick a indiqué que Tractebel avait des contrats de transport garanti au Nouveau-Brunswick et un accès au réseau de transport de la Maine Electric Power Company.

Le Nouveau-Brunswick a allégué que le projet de Tractebel n'était pas allé de l'avant parce que la compagnie ne pouvait obtenir des approvisionnement en gaz de Duke Energy. Il a fait valoir que Duke Energy n'avait pas fourni d'explications valables pour ne pas se rencontrer durant l'été de 1999 en vue de négocier les conditions d'une entente. Le demandeur a laissé entendre que la seule conclusion à en dégager était que Duke Energy n'était pas disposée à vendre du gaz à Tractebel ou qu'elle ne voulait pas le faire. Il a conclu que l'incapacité de Tractebel d'obtenir du gaz naturel était un exemple d'échec du marché.

Duke Energy a répondu que, rendu en 1999, la production du projet SOEP était en grande partie déjà réservée. Elle a laissé savoir que, plusieurs mois avant que ne débute la production de SOEP, elle avait avisé Tractebel qu'il était impossible de connaître avec certitude la disponibilité de gaz additionnel avant de six à neuf mois de production. De plus, Duke Energy a informé Tractebel qu'elle ne disposait pas d'approvisionnements à long terme suffisants qui ne soient pas déjà assignés à des engagements de transport vers les États-Unis. Malgré tout, Tractebel a transmis à Duke Energy une offre d'achat d'approvisionnements à Goldboro. Comme l'approvisionnement disponible de Duke Energy était déjà assigné à des engagements de transport vers les États-Unis, Duke Energy croyait qu'elle n'avait pas le produit que Tractebel voulait obtenir, au prix qu'elle était disposée à payer.

La Nouvelle-Écosse et la CAPP ont souligné que la raison pour laquelle Duke Energy ne pouvait fournir de gaz à Tractebel n'avait rien à voir avec une prétendue inconduite, mais était plutôt dû au fait que Tractebel voulait un contrat d'approvisionnement garanti en gaz pour une période de 15 à 25 ans. Ces parties ont fait valoir qu'il y avait discordance entre les approvisionnements en gaz disponibles et les besoins d'approvisionnement en gaz du projet de Tractebel. La CAPP a soutenu qu'il n'y avait eu aucune discrimination, aucun acte de mauvaise foi et aucun refus d'approvisionner, mais que Tractebel cherchait à obtenir un approvisionnement après que des engagements de vente et de transport de gaz avaient été pris. TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) a avancé que rien ne permettait de conclure que Tractebel s'était vue refuser une vente à des conditions qui avaient été offertes aux clients à l'exportation. La CAPP a conclu en disant que, bien que Tractebel puisse être déçue, un client déçu n'est pas une preuve que le marché ne fonctionne pas.

Duke Energy, la CAPP et la Nouvelle-Écosse ont souligné qu'il y avait plus qu'une simple question d'approvisionnement en gaz à résoudre dans le projet de Tractebel à Belledune. Ils ont indiqué que le projet en était aux stades préliminaires de développement et qu'il y avait d'importants obstacles à surmonter. Ce projet exigerait la construction d'un latéral de 220 kilomètres, dont le coût devrait être incorporé à la base tarifaire de M&NP, ce qui était incertain. Qui plus est, comme projet de centrale marchande, le projet de Tractebel exigerait une capacité de transport garantie en Nouvelle-Angleterre pour 250 MW de sa production. À cet égard, Tractebel se trouvait presque au bas de la liste des projets de production d'électricité visant à acheminer de l'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre qui devaient faire l'objet d'une étude d'interconnexion. La CAPP a indiqué que Tractebel était une société d'énergie mondiale qui avait de nombreux projets en cours d'évaluation et qu'il ne serait pas inhabituel qu'un projet soit abandonné après l'étape d'évaluation.

Le Nouveau-Brunswick a déclaré que les autres grands éléments du projet étaient en place ou qu'il y avait moyen de résoudre les questions encore en suspens, de sorte que c'est l'absence d'un approvisionnement en gaz qui a causé l'annulation du projet de Tractebel. Pour appuyer cette allégation, le Nouveau-Brunswick a indiqué que deux projets venant derrière celui de Tractebel sur la liste ont été approuvés par le New England Independent System Operator et que de nombreux projets la précédant sur cette même liste ont été rejetés. En conséquence, ce n'était pas la position de Tractebel sur la liste mais plutôt la valeur du projet qui servait à déterminer s'il était approuvé ou non.

3.2.2 Cartier

Le Nouveau-Brunswick a avancé que l'incapacité de Cartier Pipeline and Company, Limited Partnership (Cartier) d'obtenir des approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais pour ses marchés du nord du Nouveau-Brunswick, du Québec et de l'Ontario révélait l'existence d'un problème de marché. Il a laissé entendre que les expéditeurs potentiels de Cartier ne peuvent obtenir ces approvisionnements sans déposer une plainte officielle auprès de l'Office, mais qu'ils hésitaient à le faire parce que cela pourrait nuire aux autres intérêts commerciaux de Cartier.

Le Nouveau-Brunswick a indiqué que Cartier est disposée à conclure un contrat d'approvisionnement en gaz à Goldboro aux mêmes conditions que pour le gaz destiné au marché de Dracut. Il a laissé entendre que le projet de Cartier offrirait aux producteurs de gaz extracôtier néo-écossais des rentrées nettes plus élevées que ce qu'ils pourraient obtenir sur le marché du Nord-Est des États-Unis. Le Nouveau-

Brunswick en a conclu que les producteurs de gaz extracôtier néo-écossais ne basent pas leur position sur des considérations de marché. Selon le Nouveau-Brunswick, l'incapacité des expéditeurs potentiels de Cartier d'obtenir des contrats d'approvisionnement en gaz démontre que les producteurs de gaz extracôtier néo-écossais se prévalent de leur pouvoir dominant sur le marché et qu'ils préfèrent les marchés du Nord-Est des États-Unis aux marchés des Maritimes.

Duke Energy a rétorqué que, tout comme Tractebel environ un an plus tôt, Cartier était à la recherche d'un approvisionnement en gaz naturel à long terme. Duke Energy a soutenu que Cartier avait bénéficié d'une occasion équitable d'accéder à tout gaz additionnel à long terme dont disposerait ExxonMobil. Si le gaz devenait disponible, ExxonMobil était disposée à s'engager à fournir des approvisionnements à long terme à Cartier puisque la vente lui offrirait l'avantage de diversifier ses marchés pour le gaz extacôtier néo-écossais. Duke Energy a décrit le travail intensif qu'elle a mis à tenter d'organiser la vente de gaz à Cartier. Duke Energy et ExxonMobil ont poussé la démarche jusqu'à établir un ensemble assez exhaustif de modalités de vente, sous réserve de la disponibilité d'un approvisionnement en gaz de longue durée. Un accord sur les modalités de vente est intervenu avec Cartier le 25 octobre 2000, après que SOEP avait été en production depuis neuf mois. Le moment où est survenue l'entente sur une vente éventuelle concordait avec l'information que Duke Energy avait fournie à Tractebel au sujet du moment où elle serait en mesure de déterminer si un approvisionnement additionnel en gaz de SOEP deviendrait disponible. Toutefois, faute d'un approvisionnement additionnel suffisant en provenance de SOEP, les négociations ont cessé et l'entente de vente de gaz ne s'est jamais matérialisée.

La CAPP a signalé que les promoteurs du projet de Cartier ont choisi de ne pas participer à l'audience et qu'ils ont confirmé qu'il faudrait un plus important approvisionnement en gaz avant que le projet de Cartier puisse aller de l'avant. La CAPP a également signalé que, bien que le Nouveau-Brunswick ait laissé entendre que Montréal pourrait fournir un « marché d'ancrage » pour Cartier, Montréal n'était pas un point d'établissement des prix liquide et représentait un marché difficile pour le gaz en raison du grand potentiel de substitution de combustibles. La CAPP a indiqué que le projet de Cartier ne serait pas viable sans un grand apport de M&NP et de ses parties intéressées, sous la forme d'un gros pipeline reliant Fredericton à Edmundston.

La Nouvelle-Écosse a allégué que le projet de Cartier et son lien avec les installations du Nord-Ouest proposées constituaient la véritable raison derrière la demande du Nouveau-Brunswick. La Nouvelle-Écosse était en désaccord avec la prétention du Nouveau-Brunswick voulant que Cartier offrirait des rentrées nettes plus élevées que ne le ferait le marché du Nord-Est des États-Unis; si tel était le cas, les producteurs intéressés aux profits auraient cherché à profiter de ce marché. La Nouvelle-Écosse a également mis en question la raison pour laquelle les promoteurs de Cartier n'étaient pas disposés à prendre les engagements financiers nécessaires pour rentabiliser le projet, par ailleurs non rentable, des installations du Nord-Ouest.

3.2.3 Autres projets de production d'électricité

Le Nouveau-Brunswick a laissé entendre que d'autres projets de production d'électricité dans la province n'avaient pu obtenir de gaz à des prix raisonnables. Il a indiqué, à titre d'exemple, que Northland Power Inc. et Louisbourg Power Corporation s'étaient vu offrir du gaz à un prix qui comprenait les frais de transport aux États-Unis, c'est à dire, un prix de Boston.

À l'appui de cette affirmation, Énergie NB a soutenu qu'un certain nombre de projets de production d'électricité au Nouveau-Brunswick ne sont pas allés de l'avant parce que l'on ne pouvait pas obtenir de volumes suffisants de gaz naturel à un prix de marché jugé équitable, tandis que des projets situés à une certaine distance de la canalisation principale ne pouvaient non plus profiter de la Politique sur les latéraux de M&NP. Plus précisément, des projets situés près du pipeline ont eu la possibilité d'obtenir du gaz, mais seulement à des prix égaux ou supérieurs à ceux que l'on trouvait sur le marché de Boston ou de New York.

La CAPP a indiqué que Irving Oil avait accès à du gaz naturel, mais avait décidé d'abandonner le projet nº 4 de Courtney Bay en raison de difficultés liées au transport de l'électricité et de sa perception du marché. En ce qui touche la preuve présentée par Énergie NB au sujet des autres projets de production d'électricité, la CAPP a indiqué que ces projets, comme celui de Tractebel, exigeraient l'accès aux installations de transport des États-Unis, dont la capacité est limitée, et exigeraient également un approvisionnement à long terme en gaz additionnel qui n'est pas disponible. D'autre part, le gaz pourrait être racheté à partir du marché de Boston, mais cette option n'était pas rentable puisque ces projets de production d'électricité visaient le marché de l'exportation.

En ce qui concerne les plans de production d'électricité d'Énergie NB, la CAPP a avancé que le gaz naturel constituait l'option coûteuse dans la gamme de combustibles à la disposition d'Énergie NB. Ainsi, la CAPP a laissé entendre que le plan principal d'Énergie NB était que l'installation de Coleson Cove utilise de l'orimulsion (R) et que Pointe Lepreau demeure nucléaire. La CAPP a ajouté qu'Énergie NB avait informé l'Office, dans sa demande de construction d'une ligne de transport d'électricité, qu'elle ne prévoyait pas implanter des installations de production d'électricité alimentées au gaz. La réalisation de tels projets reposerait sur la capacité de vendre de l'électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre par l'intermédiaire de tiers promoteurs de projets.

La Nouvelle-Écosse a affirmé que dans toutes les évaluations de ses besoins de production d'électricité, Énergie NB n'a jamais considéré les centrales au gaz comme une solution privilégiée.

En ce qui touche les projets de Tractebel et Cartier et les autres projets de production d'électricité, la CAPP et d'autres parties ont mis en question la qualité de la preuve du Nouveau-Brunswick. Elles ont fait observer que le seul élément de preuve de première main fourni provenait d'un ancien employé de Tractebel qui avait exercé un rôle limité, pour une brève période, dans l'évaluation du projet de production d'électricité de Belledune. La CAPP a également allégué que d'autres parties de la preuve du Nouveau-Brunswick n'étaient que du ouï-dire, car il s'agissait de renseignements de seconde main obtenus lors de discussions avec d'autres. La CAPP a laissé entendre que les explications du Nouveau-Brunswick selon lesquelles les acheteurs canadiens potentiels étaient hésitants à participer à l'audience ne tiennent pas, car il s'agit de grosses entreprises nationales et internationales averties.

Plusieurs intervenants ont signalé que, dès 1999, la production attendue de SOEP était, dans une grande mesure, déjà réservée à des marchés au Canada et aux États-Unis. À cet égard, les acheteurs canadiens subséquents à la recherche d'un approvisionnement à long terme en gaz naturel devraient soit attendre que des approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais deviennent disponibles, soit acheter du gaz originairement destiné au marché américain et rembourser le vendeur pour les engagements de transport pris pour acheminer le gaz aux États-Unis.

3.2.4 Maritime Electric

Maritime Electric prévoit installer trois turbines à gaz de 50 MW, dont deux seront à cycle combiné. La troisième est une centrale à cogénération destinée à une grande usine de transformation d'aliments. Après un certain piétinement des négociations au départ, Maritime Electric estime qu'elle pourra en arriver à une entente satisfaisante avec le gouvernement de l'Île-du-Prince-Édouard, après quoi M&NP construira un latéral jusqu'à l'île.

Pour ce qui est de l'approvisionnement en gaz, Maritime Electric a déclaré qu'elle avait entamé des négociations pour l'achat de gaz extracôtier néo-écossais avec un certain nombre de producteurs et de commercialisateurs, et que les négociations en sont à diverses étapes avec les parties. Toutefois, après près d'un an, Maritime Electric n'a toujours pas réussi à conclure un contrat d'approvisionnement en gaz. Elle a fait observer que le prix du gaz était l'une des questions en suspens. Maritime Electric a exprimé son inquiétude face à la lenteur des négociations, car il s'agissait de sa dernière chance d'obtenir un approvisionnement jusqu'au prochain agrandissement important du réseau de M&NP. Maritime Electric a indiqué que ce cas n'était pas unique, car tout acheteur des Maritimes qui souhaite lancer un projet ou qui a besoin d'infrastructures se retrouverait face à la même situation.

Maritime Electric a reconnu que les négociations concernant l'approvisionnement en gaz se déroulaient de bonne foi et que tous les producteurs qu'elle avait pressentis avaient indiqué une volonté de négocier, sous réserve de la disponibilité d'approvisionnements et à condition de pouvoir convenir d'un prix convenable. Toutefois, Maritime Electric a soutenu que même si elle était disposée à payer le même prix que les producteurs pouvaient obtenir aux États-Unis, après déduction des coûts de livraison, les fournisseurs de gaz ont souligné que le marché américain présente une valeur que n'offre pas Maritime Electric. En conséquence, les fournisseurs soutiennent qu'un certain ajustement du prix ou une prime en fonction du prix américain s'impose. Selon Maritime Electric, cela la placerait dans une situation où elle ne payerait pas le gaz à des conditions équivalentes à celles qui sont offertes sur le marché d'exportation.

L'Île-du-Prince-Édouard a reconnu que rien ne permet de conclure que les producteurs n'agissent pas de bonne foi. Toutefois, elle a indiqué que les possibilités d'obtenir le gaz s'estompent rapidement et l'impossibilité d'en venir à une entente avec les producteurs laisse supposer l'existence d'un problème qui justifie une intervention.

Le Nouveau-Brunswick a reconnu que tant Maritime Electric que l'Île-du-Prince-Édouard ont signalé dans leur témoignage que les négociations avec EnCana se déroulent de bonne foi. Toutefois, le demandeur a soutenu qu'EnCana détient un énorme pouvoir de marchandage qui lui permet d'exercer un pouvoir dominant sur le marché. Le Nouveau-Brunswick a allégué que s'il y avait d'autres approvisionnements en gaz additionnel à Goldboro, Maritime Electric pourrait acheter du gaz d'une autre partie.

EnCana a déclaré que les négociations sont menées de bonne foi et qu'elle est disposée à vendre aux clients canadiens à des conditions, y compris le prix, comparables à celles qui sont offertes sur le marché de l'exportation. Elle a fait valoir que si elle ne pouvait en venir à une entente avec Maritime Electric, l'Office ne devrait pas intervenir, car cet échec révèle simplement que les deux parties n'ont pas été en mesure de conclure une entente à des conditions mutuellement acceptables. La CAPP a fait observer

qu'il n'y a rien d'inhabituel à des négociations prolongées et que les parties ont reconnu que les négociations sont menées de bonne foi.

3.3 Facteurs influençant les négociations concernant l'approvisionnement en gaz

3.3.1 Risque relatif à l'approvisionnement en gaz

Comme nous l'avons mentionné plus tôt, plusieurs parties ont laissé entendre qu'il y avait discordance entre la durée de disponibilité des approvisionnements en gaz et la période pour laquelle les acheteurs canadiens veulent un engagement.

EnCana a souligné qu'il existe des incertitudes au sujet de son projet Deep Panuke, et qu'en raison de ces incertitudes, elle ne s'attend pas à pouvoir déterminer si elle peut faire des ventes inconditionnelles avant de six à neuf mois après la mise en production. EnCana a fait valoir que cela ne signifie pas qu'elle ne peut pas s'entendre dans l'intervalle avec un acheteur canadien, mais plutôt qu'il faudrait reconnaître les facteurs de risque et en tenir compte dans les négociations commerciales et que les parties devraient convenir d'une façon de partager les risques.

EnCana a indiqué que, dans l'intervalle, toute partie qui souhaite acheter du gaz du champ Deep Panuke mais qui n'est pas disposée à accepter quelque risque de non-livraison, ou qui n'est pas disposée à compenser EnCana pour avoir accepté d'assumer le risque de non-livraison, va probablement quitter la table des négociations sans entente. EnCana a soutenu qu'il ne s'agit pas là d'un échec du marché, mais bien d'une incapacité de s'entendre sur des conditions de commerce.

La CAPP a récusé l'argumentation du Nouveau-Brunswick sur la question de la concordance entre les besoins liées à la demande intérieure et le profil de production prévu par EnCana pour Deep Panuke. Le Nouveau-Brunswick a admis que peu de projets ayant un tel profil iraient de l'avant dans l'Est du Canada et aux États-Unis. Il a convenu que l'on n'envisagerait probablement pas de faire reposer des projets comme de nouveaux pipelines, la construction de grandes centrales ou d'importantes conversions de centrales sur un approvisionnement à court terme qui est conditionnel. À cet égard, le Nouveau-Brunswick n'a pas été en mesure de fournir une preuve que les acheteurs canadiens n'ont pas obtenu un accès équitable au gaz extracôtier néo-écossais selon les conditions découlant du profil de production prévu de Deep Panuke. Les témoins du Nouveau-Brunswick ont indiqué que leur preuve révélait un problème potentiel et que la province posait un geste proactif plutôt que réactif en signalant cette possibilité à l'Office.

Dans son argumentation, le Nouveau-Brunswick a allégué que l'on ne devrait pas se préoccuper de l'écart entre l'approvisionnement projeté et les besoins. La province a fait observer qu'EnCana prévoit d'autres forages et qu'en conséquence, le profil de production final du projet Deep Panuke n'a pas été établi. En outre, le Nouveau-Brunswick a noté que deux acheteurs potentiels de gaz naturel, Maritime Electric et Énergie NB, ont indiqué qu'ils étaient disposés à signer des contrats de dix ans avec EnCana pour satisfaire à leurs besoins en se basant sur les profils de production d'EnCana, assumant ainsi le risque d'approvisionnement en gaz au delà d'une période de dix ans. Le Nouveau-Brunswick a soutenu,

par conséquent, que sa preuve ne dépend pas de la question de savoir si des clients qui veulent construire des installations d'ancrage pourraient ou non le faire en fonction du profil de production d'EnCana à Deep Panuke.

La Nouvelle-Écosse a pour sa part soutenu que la cause du Nouveau-Brunswick portait sur la possibilité, plutôt que sur l'existence, d'un problème de marché. Elle a laissé entendre que le Nouveau-Brunswick ne pouvait s'appuyer sur les témoignages de Maritime Electric ou Énergie NB pour remporter sa cause, car ni l'un ni l'autre de ses témoins ne pouvait offrir quelque preuve qu'EnCana, Duke ou tout autre producteur négociait autrement qu'avec le plus haut degré de bonne foi.

M&NP a indiqué qu'il est compréhensible que les acheteurs hésitent à assumer des risques ou à contracter des engagements plus importants que ceux présentés par les autres options d'approvisionnement énergétique auxquels ils ont accès. Selon la compagnie, il s'agit là d'une saine dynamique de marché, pas d'un échec du marché.

La CAPP a mentionné Maritime Electric comme exemple d'un consommateur qui a résolu l'irrégularité de l'approvisionnement et le risque par des moyens commerciaux. La CAPP a mentionné que, bien que la forme de tous les projets qui verraient le jour soit inconnue, le temps et une plus grande production sont les facteurs clés pour résoudre la question de la disponibilité de l'approvisionnement et permettre aux Canadiens d'acquérir la confiance nécessaire pour prendre des engagements à long terme concernant l'infrastructure.

Duke Energy a indiqué que les parties qui achètent du gaz à court terme prennent un risque, en faisant le pari qu'il y en aura à long terme. Duke Energy a conclu que, d'après ce que l'on constate, les utilisateurs ultimes qui se trouvent près des infrastructures sont disposés à risquer le recours à des approvisionnements de gaz à court terme pour satisfaire à des besoins à long terme.

Chevron Canada Resources et TransCanada ont fait observer que le profil de production irrégulier ne s'accorde pas avec le besoin des consommateurs de disposer d'un approvisionnement sûr et à long terme pour sous-tendre le financement d'un projet de développement de l'infrastructure. À cet égard, elles ont indiqué que le problème n'en était pas un de dysfonctionnement du marché ou de pouvoir dominant sur le marché, mais plutôt un problème d'approvisionnement. Duke Energy a soutenu que des limites d'approvisionnement ne signifient pas qu'il y a un problème de fonctionnement du marché. De même, TransCanada a indiqué que le problème résidait dans un manque d'approvisionnement acceptable à long terme plutôt que dans un manque d'accès à l'approvisionnement disponible.

3.3.2 Considérations touchant le transport

EnCana a conclu des ententes conditionnelles avec M&NP pour le transport de gaz sur les tronçons canadien et américain du pipeline. Ces ententes garantiront que le gaz de Deep Panuke puisse parvenir au marché du Nord-Est des États-Unis et permettront à EnCana de transporter 400 000 10^6Btu/j de gaz pendant une période de dix ans.

Le Nouveau-Brunswick a fait valoir que, bien que ces ententes renferment des dispositions permettant à EnCana de réduire ses engagements de transport jusqu'à concurrence de 200 000 10^6Btu/j, celle-ci doit se

décider à ce sujet d'ici le 31 juillet 2003. Une fois les ententes rendues exécutoires, EnCana s'engagerait à verser entre 0,7 et 1,4 milliard de dollars en frais liés à la demande pour la durée du contrat, selon le débit.

Le Nouveau-Brunswick a mis en doute les raisons pour lesquelles EnCana était disposée à assumer le risque de prendre des engagements de transport inconditionnels avant que ne commence la production, alors qu'elle ne prendrait pas de risques similaires d'approvisionnement en gaz envers les clients canadiens qu'après une période de six à neuf mois suivant la mise en production de Deep Panuke. Le Nouveau-Brunswick a allégué qu'EnCana traitait différemment les contrats de transport de gaz et les contrats d'approvisionnement, et que cette démarche était conséquemment discriminatoire. Le Nouveau-Brunswick a ajouté que le contrat d'approvisionnement en gaz d'EnCana avec son affiliée, EnCana Energy Service Inc., qui vaut jusqu'en 2008 et porte sur tout le gaz d'EnCana, y compris le gaz de Deep Panuke, ne s'accorde pas avec sa position voulant qu'elle ne prenne pas d'engagements inconditionnels de vente de gaz avant de connaître sa production.

EnCana a soutenu que ses ententes de transport ne l'empêchent pas de faire des ventes de gaz auprès de clients canadiens. Comme l'a indiqué le Nouveau-Brunswick, les ententes renferment chacune des dispositions particulières, une clause de réduction, qui permettent à EnCana de choisir, avant le 31 juillet 2003, de réduire le volume de transport quotidien de n'importe quelle quantité, jusqu'à un plancher de 200 000 10^6Btu/j. Ainsi, si EnCana effectuait des ventes de gaz de Deep Panuke auprès d'acheteurs canadiens avant le 31 juillet 2003, elle pourrait réduire ses engagements de transport sur le pipeline de M&NP en conséquence. EnCana a en outre ajouté que les ententes de transport ne l'empêcheraient pas de vendre du gaz aux clients canadiens après le 31 juillet 2003. Le gaz de Deep Panuke serait vendu sur le marché d'exportation en vertu de contrats à court terme et rien ne pourrait empêcher un acheteur canadien de gaz de conclure un marché avec EnCana à tout moment avant ou après la mise en oeuvre du projet. Toutefois, comme EnCana ne serait pas en mesure d'exercer son option de réduction après le 31 juillet 2003, toute entente ultérieure avec un acheteur canadien devrait tenir compte des engagements de transport pris par EnCana.

EnCana a soutenu que le fait de traiter différemment les contrats d'approvisionnement et les contrats de transport n'était pas discriminatoire. Elle a indiqué qu'elle n'avait pas d'autre choix que d'accepter le risque lié à des engagements de transport inconditionnels envers M&NP pour être en mesure d'acheminer la production de Deep Panuke au marché. Par contre, EnCana a indiqué qu'elle a le choix d'accepter ou non un risque d'approvisionnement additionnel lorsqu'elle négocie avec des acheteurs potentiels de gaz.

Mirant Canada Energy Marketing, Ltd. (Mirant) a soutenu que le risque associé aux obligations de vente à long terme est distinct des risques liés à la suffisance de l'approvisionnement pour la capacité du pipeline et qu'en conséquence, le risque d'approvisionnement associé à une vente de gaz s'ajoute au risque d'approvisionnement associé aux engagements de transport. En outre, contrairement aux engagements liés au transport par pipeline, ces risques sont évitables parce qu'en raison du mode de fonctionnement du marché, les vendeurs n'ont pas à assumer le risque additionnel lié à des obligations de vente à long terme. Mirant a soutenu que, si la mise en oeuvre de la proposition du Nouveau-Brunswick devait forcer les parties à assumer des risques additionnels sous la forme de contrats de vente à long terme, cela serait tout à fait injuste et inapproprié.

Maritime Electric a avancé qu'elle ne bénéficie pas des mêmes occasions qu'ont les acheteurs à l'exportation d'acheter le gaz extracôtier néo-écossais. Comme la capacité du pipeline est liée au volume de gaz que les producteurs destinent à l'exportation, un acheteur canadien comme Maritime Electric a de très minces possibilités d'acheter du gaz extracôtier néo-écossais, contrairement aux acheteurs à l'exportation.

Maritime Electric a indiqué que la situation devient critique parce que si elle ne peut en arriver à une entente d'ici le 31 juillet 2003, elle ne pourra pas avoir accès au gaz extracôtier néo-écossais dont elle a besoin pour ses projets, à moins qu'elle n'accepte de payer les coûts de transport aux États-Unis. C'est pourquoi Maritime Electric a conclu qu'elle est confrontée à un délai et qu'elle n'a pas encore été en mesure d'acheter du gaz canadien même si elle est disposée à payer le prix à l'exportation.

EnCana a reconnu que certains acheteurs canadiens pensent que le 31 juillet 2003 représente une date limite pour la conclusion d'une entente avec elle pour l'achat de gaz de Deep Panuke. Elle a indiqué qu'elle aimerait répondre aux besoins de ces acheteurs et qu'une entente serait conclue lorsqu'on lui offrira un ensemble de conditions, y compris le prix, aussi favorables que celles qu'elle obtient sur le marché d'exportation.

3.3.3 Évaluation

3.3.3.1 Prix de Boston

Comme nous l'avons indiqué dans des parties antérieures, le Nouveau-Brunswick a soutenu que les commercialisateurs du gaz extracôtier néo-écossais obligent les éventuels acheteurs canadiens à s'engager à payer le prix de Boston pour le gaz, même s'il comprend le droit exigé pour le transport sur le pipeline de Maritimes & Northeast Pipeline, L.L.C. (M&NE) aux États-Unis et que les Canadiens n'ont pas besoin de ces services de transport. On a laissé entendre que les commercialisateurs semblent se servir de cette condition pour tenter de passer aux clients canadiens les coûts que les producteurs ont assumés en prenant des engagements à long terme sur le réseau de M&NE. Le Nouveau-Brunswick a reconnu que cela pouvait se justifier dans le cas de volumes soumis aux accords d'utilisation de la capacité stipulant des volumes minimums de 360 000 10^6Btu/j, mais que ce n'était pas justifié pour des volumes dépassant ce seuil qui ne font pas l'objet de contrats de transport à long terme. Le Nouveau-Brunswick a souligné qu'en insistant pour qu'ils paient le prix de Boston, c'est-à-dire en les obligeant à payer le coût de services de transport dont ils n'ont pas besoin, les producteurs érigent d'importants obstacles pour les acheteurs canadiens.

Selon le Nouveau-Brunswick, c'est un exemple qui illustre un pouvoir dominant sur le marché et les producteurs exerceront un tel pouvoir sur le marché à moins qu'ils soient disposés à vendre le gaz à un acheteur à Goldboro au prix demandé à Dracut, moins les frais de transport. Tout en admettant que les producteurs ont peut-être assumé un coût fixe lorsqu'ils ont passé leurs contrats de services de transport, le Nouveau-Brunswick a laissé entendre qu'un vendeur exercerait un pouvoir dominant sur le marché à moins qu'il soit prêt à renoncer à se faire compenser pour les frais liés à la demande qu'il s'est engagé à payer à la société pipelinière.

Énergie NB a indiqué qu'en l'absence d'un marché liquide et transparent à Goldboro, le prix fondé sur les rentrées nettes constitue un moyen raisonnable de déterminer un juste prix du marché pour le gaz extracôtier néo-écossais car il procurerait aux producteurs des rentrées nettes équivalentes à ce qu'ils recevraient s'ils avaient à payer les frais de transport pour acheminer le gaz au marché de Boston ou de New York. Toutefois, Énergie NB a indiqué qu'il serait acceptable que les producteurs cherchent à récupérer des frais de transport pour le gaz qu'ils vendent après avoir pris des engagements concernant des services de transport garanti. Elle a souligné qu'à moins que le gaz extracôtier néo-écossais ne soit mis à la disposition des acheteurs canadiens avant que les producteurs ne prennent de tels engagements, il y a de gros risques que la seule façon pour un acheteur canadien d'avoir accès à ce gaz soit de payer une prime égale au coût de transport entre Goldboro et Dracut.

EnCana a souligné que si elle avait à négocier avec un acheteur canadien avant le 31 juillet 2003, le point de départ de ces négociations serait probablement le prix de Boston diminué des frais de transport entre Goldboro et Boston. Si les négociations survenaient après qu'elle a pris des engagements au titre du transport, le point de départ des négociations serait vraisemblablement le prix de Boston, puisqu'elle paierait pour le transport jusqu'à Boston. EnCana a ajouté que, s'il est vrai que le point de départ des négociations serait soit le prix de Boston, soit ce prix moins les droits exigés pour le transport, la détermination du prix ne procède pas d'une simple évaluation mécaniste. Elle a souligné, en effet, qu'un grand nombre d'autres facteurs peuvent influer sur le prix, dont la durée du contrat, les coefficients de charge, les obligations d'achat et de livraison, les exigences de crédit, et les obligations en matière de transport. EnCana a conclu en disant que la détermination du prix est une véritable négociation, pas seulement un calcul arithmétique.

EnCana a soutenu que le prix de Boston devenait sans objet à mesure qu'avançait l'audience. Maritime Electric, l'Île-du-Prince-Édouard et Énergie NB étaient d'accord pour dire que si un vendeur de gaz néo-écossais prenait des engagements concernant des services de transport garanti jusqu'à Boston, il faudrait que ce fait soit pris en compte lors des négociations concernant le prix. EnCana a laissé entendre que la seule partie qui avait du mal à accepter ce principe était le témoin du Nouveau-Brunswick, qui soutenait qu'un producteur qui avait payé pour le transport jusqu'à Boston devrait être prêt à vendre le gaz à Goldboro au prix de Boston, moins les droits de transport. Elle a argué qu'au lieu de perdre sur les frais de transport, les producteurs choisiraient plutôt d'expédier le gaz à Boston pour obtenir le prix de ce marché.

La CAPP a soutenu qu'un acheteur qui soumissionne pour du gaz qui est destiné à Dracut ne peut pas s'attendre raisonnablement à ce que les frais fixes soient retranchés du prix de Dracut. Étant donné que les frais liés à la demande sont des coûts irrécupérables, le seul coût supplémentaire entraîné par le transport du gaz à Dracut serait le coût variable de transport, c'est-à-dire le coût du combustible et le droit relatif au produit. Même s'il y avait un plus grand nombre de vendeurs à Goldboro, l'équation économique demeurerait la même. La CAPP a fait valoir qu'il faudrait que l'approvisionnement soit limité par un manque de capacité pipelinière pour que l'équation change.

Mirant a souligné que puisque des écarts de prix inférieurs au coût intégral de transport sont chose courante et surviennent même sur des marchés liquides comme celui de l'Alberta, ils ne peuvent pas en soi être l'indice de l'exercice d'un pouvoir dominant sur le marché. Elle a soutenu qu'il n'y a pas de mal à

ce qu'un vendeur essaie d'obtenir un prix qui lui permette de recouvrer ses coûts, et que cela ne constituerait pas un effet inéquitable ou déraisonnable du marché.

3.3.3.2 Non-réalisation du potentiel de réduction des droits

L'Office est saisi d'une demande de M&NP qui souhaite agrandir sa canalisation principale par l'ajout de quatre stations de compression. M&NP a déclaré que ces installations sont essentielles pour lui permettre d'assurer pour le compte d'EnCana le transport de jusqu'à 422 000 GJ/j de gaz naturel, à partir de la fin de 2005. Aux États-Unis, M&NE a proposé d'accroître la capacité de son réseau d'un volume semblable afin de desservir EnCana.

M&NP a qualifié l'agrandissement proposé de « projet très économique » parce que l'ajout d'équipements de compression sur la canalisation principale fera chuter le droit timbre-poste actuel, soit 0,68 $/GJ, à environ 0,48 $ /GJ en 2005, en supposant que le volume intégral de 422 000 GJ/j soit acheminé. M&NP a fait remarquer qu'un projet d'agrandissement ultérieur pourrait faire augmenter les droits, s'il s'agissait d'ajouter des installations plus coûteuses.

Énergie NB a soutenu que le projet inciterait les producteurs à acheminer à Dracut tout l'approvisionnement additionnel prévu en gaz néo-écossais. Elle a souligné que, selon le projet d'agrandissement actuel, la meilleure réduction sur les droits serait obtenue si toute la production supplémentaire était acheminée à Dracut. Étant donné que des droits pipeliniers moins élevés se traduiraient par de plus gros profits pour les producteurs en faisant augmenter le prix fondé sur les rentrées nettes, plus les droits baisseraient, plus les ventes de gaz seraient profitables pour les producteurs. Le Nouveau-Brunswick et Énergie NB ont fait valoir que cela incite fortement les producteurs à vendre toute la production supplémentaire prévue à Dracut, au lieu d'en affecter une partie aux clients canadiens.

Ces parties ont laissé entendre que, subsidiairement, les producteurs pourraient refuser d'offrir ces approvisionnements à des acheteurs sur le marché intérieur à moins que ceux-ci consentent à payer des prix qui les compensent pour les moindres réductions sur les droits qu'ils obtiendraient en vendant leur gaz au Canada. À titre d'exemple, EnCana pourrait refuser de conclure des transactions avec des acheteurs canadiens jusqu'à ce qu'elle ait conclu des arrangements de transport garanti qui l'engagent à acheminer toute la production prévue du champ Deep Panuke à Dracut. Énergie NB a soutenu que, bien que cela hausserait les profits d'EnCana, le fait de priver les clients canadiens de cet approvisionnement ou de les obliger à payer plus que les clients américains irait à l'encontre de l'intérêt public canadien.

M&NP a souligné qu'elle n'a aucun intérêt à ce que la production entière d'EnCana soit acheminée directement aux États-Unis, ni préférence à cet égard. Elle a expliqué que si la moitié des volumes d'EnCana étaient dirigés vers les installations du Nord-Ouest au Nouveau-Brunswick, l'investissement combiné dans sa base tarifaire, au Canada et aux États-Unis, serait d'environ 90 millions de dollars de plus que si tous les volumes d'EnCana étaient acheminés aux États-Unis. M&NP a déclaré qu'elle saisit toutes les occasions d'agrandir son réseau de façon économique et d'offrir aux Canadiens la possibilité d'avoir accès à de nouvelles sources d'approvisionnement à court et à long termes.

EnCana a fait valoir que l'objectif d'optimiser la valeur du gaz provenant de Deep Panuke n'est pas incompatible avec la vente du gaz naturel au Canada. Elle a souligné qu'elle n'a aucune préférence entre le marché américain et celui des Maritimes et qu'elle est prête à conclure des ventes avec des clients canadiens à des conditions semblables, y compris le prix, à celles qui sont offertes au marché d'exportation. Elle a ajouté qu'il est dans l'intérêt public canadien de faire en sorte que les Canadiens aient accès au gaz naturel et que, sous ce rapport, l'infrastructure pipelinière en place et la baisse des droits pipeliniers qu'entraînerait l'agrandissement actuellement proposé pour assurer le transport du gaz de Deep Panuke, contribueraient au développement commercial du projet Deep Panuke.

EnCana a noté, toutefois, qu'il faudrait que toutes les ventes à des acheteurs canadiens tiennent compte des répercussions sur les droits qu'aurait un accroissement moins important de la capacité des réseaux de M&NP et de M&NE. Elle a soutenu que cette question, comme toutes les questions qui entrent normalement en ligne de compte dans un contrat de vente de gaz, fera l'objet de négociations entre l'acheteur et le vendeur, et que les parties auront à faire des concessions mutuelles à bien des égards.

EnCana a laissé entendre que les effets d'une réduction moindre des droits pipeliniers sont non seulement négociables, mais qu'ils pourraient aussi être considérés comme un facteur d'augmentation ou de réduction du prix. Par exemple, un acheteur pourrait suggérer qu'il serait plus avantageux pour EnCana de ne pas comptabiliser dans ses livres les coûts du transport et les risques connexes. EnCana a indiqué qu'un tel cas ne surviendrait que si le marché était conclu avant qu'elle ait pris des engagements au titre du transport. En pareil cas, le point de départ des négociations serait le prix de Boston diminué des frais de transport. EnCana a fait valoir que, même si une réduction moindre des droits pipeliniers aurait pour effet d'accroître le prix, cette augmentation serait de loin inférieure au coût de transport. Dans ce cas, le client canadien paierait quand même moins que le prix de Boston.

Maritime Electric a contesté la prétention d'EnCana selon laquelle la détermination du prix canadien équivalent devrait dépendre des négociations entre les parties. Elle a indiqué qu'étant donné qu'EnCana serait, dans un avenir prévisible, la seule source d'approvisionnements additionnels, les négociations ne se dérouleraient pas dans un marché liquide et pleinement fonctionnel dans lequel Maritime Electric aurait des choix. En l'absence d'un marché liquide, EnCana peut, en fait, dicter les prix que Maritime Electric aurait à payer.

3.4 Ordonnances à court terme

Depuis la déréglementation, les exportations canadiennes de gaz naturel aux États-Unis sont passées d'environ 2 $10^9 pi^3/j$ en 1985 à quelque 10 $10^9 pi^3/j$ en 2000. Environ 80 p. 100 de ces exportations sont effectuées en vertu d'ordonnances d'exportation à court terme. Le Nouveau-Brunswick a soutenu que les ordonnances à court terme aggravent les problèmes qui existent sur le marché du gaz des Maritimes parce qu'elles placent le gaz canadien hors de la portée des clients canadiens qui voudraient l'acheter à des conditions comparables. Selon l'avis du Nouveau-Brunswick, en plus de devoir composer avec la rareté de l'approvisionnement, la non-transparence des prix, des renseignements limités sur les volumes disponibles aux fins de vente et le fait que les contrats ne soient pas rendus publics, les acheteurs éventuels n'ont aucun moyen de savoir si une ordonnance d'exportation à court terme a été délivrée, aucune possibilité de faire valoir leurs commentaires sur le bien-fondé de l'exportation et aucun moyen

d'obtenir le gaz, même s'il leur est offert à des conditions comparables. Qui plus est, ces clients ne disposent pas d'un moyen efficace et rapide de formuler des plaintes à l'Office au sujet de leurs négociations avec les producteurs.

Dans la perspective de M&NP, la capacité de faire dévier du gaz à court terme vers le marché d'exportation a été un facteur important pour ce qui est d'inciter les clients canadiens à souscrire de la capacité sur son réseau. M&NP a laissé entendre que les utilisateurs ultimes canadiens voient un avantage au fait de pouvoir recourir à des ordonnances à court terme d'une grande souplesse pour rediriger du gaz vers le Nord-Est des États-Unis quand il s'agit de compenser les coûts associés à des fermetures d'usines ou des redressements d'entreprises, ou d'utiliser des combustibles de remplacement parce que c'est plus économique. M&NP a souligné que, puisque la conjoncture peut changer rapidement sous l'effet de la dynamique du marché, il est clairement à l'avantage des utilisateurs canadiens du réseau de disposer d'un moyen souple qui leur permet de tirer parti des occasions qui se présentent. Elle en conclut donc que les procédures actuelles d'exportation à court terme améliorent l'accès des Canadiens au gaz, au lieu de constituer une entrave.

La CAPP a soutenu que les changements apportés aux méthodes d'approbation des exportations ont suivi l'évolution des pratiques contractuelles en Amérique du Nord et ont aidé à soutenir la formation d'un marché du gaz nord-américain à la fois concurrentiel et intégré. Elle a souligné que la décision de 1987 de l'Office concernant l'examen des méthodes de calcul des excédents (GHR-1-87) reconnaissait que, dans un régime de marché, les procédures d'exportation doivent être compatibles avec le fonctionnement du marché. La CAPP a fait remarquer que le marché du gaz actuel est fluide, dynamique, fortement transactionnel et très axé sur le court terme, et a laissé entendre que les ordonnances d'exportation à court terme reflètent l'adéquation de la réglementation avec la réalité du marché. Dans cette perspective, l'accès au marché américain donne aux acheteurs canadiens la possibilité de gérer les risques inhérents à leurs achats au mieux de leurs propres intérêts.

Selon la CAPP, les producteurs sont prêts à desservir n'importe quel marché qui présente de bonnes perspectives économiques et celui des Maritimes sera alimenté de plus en plus à mesure que les approvisionnements s'accroîtront et que les facteurs économiques du développement l'exigeront, bien que pour certains utilisateurs, le gaz naturel ne sera peut-être jamais un bon choix économique. Toutefois, a noté la CAPP, aucun besoin économique n'est laissé inassouvi dans l'entre-temps, puisqu'il y a un grand nombre de solutions énergétiques parmi lesquelles choisir.

Duke Energy a laissé entendre que ce qui préoccupe réellement le Nouveau-Brunswick, c'est la possibilité que le gaz, à l'avenir, soit exporté subrepticement au moyen d'ordonnances à court terme pour répondre à des besoins à long terme aux États-Unis, sans que les utilisateurs ultimes canadiens puissent y avoir accès aux mêmes conditions. Elle a souligné que le Nouveau-Brunswick ne peut fournir aucune preuve qu'il en est, en fait, ainsi. En outre, le témoin de Duke Energy a confirmé que le gaz qui est exporté à l'affiliée américaine de Duke Energy en vertu d'ordonnances à court terme n'est pas vendu dans le cadre de contrats à long terme.

La Nouvelle-Écosse a soutenu que les producteurs de gaz extracôtier néo-écossais répondent volontiers à la demande canadienne. Elle a avancé que toute allégation d'abus de pouvoir est contredite par le fait

qu'il y a plus de gaz qui entre actuellement sur le marché intérieur qu'on n'aurait pu raisonnablement le prévoir et que ce gaz se fait revendre aux États-Unis à partir de ce marché.

D'après l'Île-du-Prince-Édouard, la question fondamentale qu'il faut se poser est la suivante : est-ce que les procédures d'approbation des ordonnances d'exportation à court terme permettront aux Canadiens d'avoir accès au gaz extracôtier néo-écossais à des conditions semblables à celles qui sont offertes au marché d'exportation?

3.5 Le rôle de l'infrastructure

Tout le gaz extracôtier néo-écossais est transporté vers le marché grâce au réseau de M&NP. Dans le cas du marché intérieur, l'accès à ce gaz a été facilité par la Politique sur les latéraux de M&NP, mise de l'avant dans le cadre de l'instance concernant les projets gaziers de l'île de Sable. En vertu de cette politique, M&NP a construit les latéraux de Point Tupper, Halifax et Saint John, une canalisation de prolongement jusqu'à Lake Utopia, des latéraux vers Moncton et St. George, et des installations de livraison à l'intention d'EGNB, à Fredericton. Il a également été question de construire des latéraux vers le nord-est et le nord-ouest du Nouveau-Brunswick et vers l'Île-du-Prince-Édouard.

Le Nouveau-Brunswick a déclaré que le prolongement de l'infrastructure pipelinière est indispensable pour que l'industrie, les entreprises et les résidants puissent profiter des retombées économiques et environnementales de la mise en valeur du gaz extracôtier néo-écossais. Le Nouveau-Brunswick a affirmé que si l'approvisionnement en gaz extracôtier néo-écossais était illimité, M&NP construirait toutes les installations nécessaires pour desservir l'Ontario, le Québec, le nord du Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard, parce que les sociétés pipelinières aiment normalement accroître leur base tarifaire.

Selon l'opinion du Nouveau-Brunswick, c'est le caractère limité de l'approvisionnement extracôtier dans un avenir prévisible, couplé à l'utilisation d'ordonnances d'exportation à court terme, qui empêche les clients canadiens d'avoir accès au gaz extracôtier néo-écossais et qui motive le refus de la société pipelinière d'agrandir l'infrastructure en place pour desservir le marché intérieur.

En réponse à ces allégations, M&NP a soutenu que la difficulté de desservir les clients canadiens qui sont actuellement hors de la portée de son réseau pour des raisons économiques semble tenir au défi de mettre en place une nouvelle infrastructure rentable, plutôt qu'à la supposée « rareté » des approvisionnements en gaz extracôtier. M&NP a indiqué qu'elle a fermement l'intention de développer davantage le marché intérieur ainsi que d'étendre et d'agrandir l'infrastructure. Elle a souligné, toutefois, que ce n'est dans l'intérêt à long terme de personne de construire une infrastructure pipelinière non rentable, puisque cela deviendra un fardeau, plutôt qu'un bienfait, pour les Canadiens de l'Atlantique, qui pourraient se voir offrir à la longue des possibilités viables d'accéder à ces approvisionnements. M&NP a indiqué qu'elle s'est engagée à construire tout élément d'infrastructure raisonnable pour des acheteurs et des vendeurs intéressés, pourvu que le projet s'appuie sur un approvisionnement et un marché viables et qu'il soit rentable.

La CAPP a fait remarquer que développer l'infrastructure nécessaire pour desservir des régions où la demande est faible est un défi. À son avis, ce défi ne peut être surmonté que si la demande du marché

s'accroît au point de justifier les engagements financiers que suppose ce développement. De plus, a indiqué la CAPP, cette infrastructure est coûteuse. Ceux qui en assument le risque doivent obtenir un avantage en contrepartie. Les producteurs sont motivés à soutenir la construction de pipelines pour avoir accès à des régions à forte demande qui sont en mesure d'absorber le gaz produit à sa valeur marchande. La CAPP a souligné qu'il existe, dans le cas du réseau de M&NP, une politique sur les latéraux, et que les latéraux que le Nouveau-Brunswick veut faire construire pour desservir le nord-ouest et le nord-est de la province seront construits lorsqu'ils répondront aux critères de cette politique.

La province de l'Île-du-Prince-Édouard a indiqué que M&NP et elle en étaient arrivées à une entente générale sur le coût de construction d'un latéral vers l'île. Pour que M&NP entreprenne les études techniques détaillées et le choix du tracé définitif, il lui faudra être convaincue que les installations de l'Île-du-Prince-Édouard auront accès à un approvisionnement en gaz à long terme.
L'Île-du-Prince-Édouard a indiqué que si la construction d'un latéral vers la province n'est pas économique selon la Politique sur les latéraux, elle envisagera de payer la contribution d'aide à la construction qui pourrait être exigée.

En contre-interrogatoire, le témoin expert en politique du Nouveau-Brunswick a affirmé que, d'une façon générale, la politique du gouvernement n'était pas favorable à l'octroi de subventions pour la construction de latéraux vers le nord du Nouveau-Brunswick. Cependant, dans des circonstances particulières, une contribution d'aide à la construction pourrait être envisagée en dernier recours.

À cet égard, Duke Energy a déclaré que la Politique sur les latéraux de M&NP avait bien fonctionné jusqu'à ce moment-là. Si des gouvernements ou d'autres parties intéressées souhaitent amener le gaz naturel dans des régions particulières et que ces projets ne satisfont pas aux critères de rentabilité de la Politique sur les latéraux, il leur est loisible de faire une contribution d'aide à la construction. Duke Energy a souligné qu'on ne devrait pas permettre à des gouvernements comme le Nouveau-Brunswick, qui se disent réfractaires à cette idée, de manipuler les processus de l'Office afin de soutirer une telle subvention d'autres intervenants sur le marché.

Opinion de l'Office

L'Office constate que la consommation de gaz dans les Maritimes ne cesse d'augmenter et que des acheteurs canadiens du gaz revendent sur le marché d'exportation ce qui est excédentaire par rapport à leurs besoins. C'est un signe certain que les Canadiens bénéficient d'un accès adéquat aux approvisionnements en gaz naturel sur le marché gazier actuel. Cela dénote aussi que les ordonnances d'exportation à court terme ont fourni aux Canadiens un moyen convenable de gérer leurs achats de gaz naturel.

L'audience n'a produit aucune preuve directe et convaincante établissant que les acheteurs de gaz dans les Maritimes n'ont pas eu accès aux approvisionnements en gaz naturel extracôtier néo-écossais à des conditions semblables à celles qui sont offertes au marché d'exportation. En ce qui touche la production du champ Deep Panuke, les témoins du Nouveau-Brunswick ont admis qu'ils étaient incapables de produire une telle preuve. Le Nouveau-Brunswick a soutenu plutôt que la preuve laissait entrevoir un problème potentiel et que le fait d'y attirer l'attention de l'Office et de proposer des

changements aux procédures, avant qu'un problème sérieux se développe, lui avait semblé être une bonne approche. Par ailleurs, l'audience n'a livré aucune preuve indiquant qu'un vendeur de gaz extracôtier néo-écossais avait refusé de transiger de bonne foi avec des clients éventuels.

Concernant le rôle de l'infrastructure du point de vue de l'accès au gaz, l'Office note que M&NP a affirmé qu'elle a eu de nombreuses rencontres avec des promoteurs-constructeurs au sujet de l'aménagement d'installations vers le nord-ouest et le nord-est du Nouveau-Brunswick et vers l'Île-du-Prince-Édouard, mais que ces entretiens n'ont pas abouti à la présentation d'une demande à l'Office au sujet de nouvelles installations. L'Office convient avec M&NP qu'il faudrait que toute demande concernant de nouvelles installations ait un bon fondement économique pour ne pas imposer inutilement un fardeau aux expéditeurs actuels.

Néanmoins, l'Office juge qu'il y a des différences considérables, d'ordre qualitatif, entre le marché des Maritimes et d'autres marchés du gaz au Canada et aux États-Unis. Dans tous les autres marchés gaziers, les acheteurs ont la possibilité de se procurer du gaz auprès d'une large gamme d'agents vendeurs. Par exemple, même s'il n'y a pas de carrefour commercial à Montréal, les acheteurs de gaz dans cette ville peuvent choisir entre un éventail de modalités au carrefour Dawn, en amont de Montréal, qui présente à la fois une très grande liquidité et une grande transparence quant aux prix. Il en est de même pour les acheteurs de gaz au Manitoba, qui peuvent se procurer du gaz au carrefour AECO-C en Alberta, qui est aussi en amont.

Or, les acheteurs de gaz dans les Maritimes n'ont pas accès à un carrefour en amont, situé dans les Maritimes, qui leur offrirait un haut niveau de liquidité et de transparence des prix. L'Office reconnaît que les prix de Dracut représentent un point de référence pertinent pour les acheteurs de gaz des Maritimes lorsqu'ils négocient les prix avec les vendeurs de gaz. Toutefois, parce que Dracut se trouve en aval du marché gazier des Maritimes, les acheteurs des Maritimes ne peuvent pas participer efficacement au marché à cet endroit. L'Office reconnaît que beaucoup de ces différences ne tiennent pas à un comportement inapproprié des intervenants du marché, mais découlent plutôt du fait que le bassin Néo-Écossais et le marché gazier des Maritimes en sont encore aux premiers stades de leur développement.

De plus, selon l'Office, la nature même du marché des Maritimes crée de nombreux défis tant pour les acheteurs de gaz, quand il s'agit de négocier des approvisionnements, que pour les promoteurs qui proposent des latéraux supplémentaires dans la région. Au nombre de ces difficultés figure le manque d'adéquation entre le profil de production prévu des approvisionnements additionnels en gaz et les besoins du marché intérieur en approvisionnements sûrs à long terme. L'Office juge que la négociation en toute bonne foi constitue la meilleure façon d'aborder les risques pour les parties en cause, mais reconnaît que la situation est particulièrement difficile pour les consommateurs des Maritimes.

Les producteurs ont besoin d'avoir accès à un vaste marché liquide pour pouvoir mettre en valeur rentablement les ressources néo-écossaises. La taille actuelle du marché des

Maritimes ne suffit pas pour propulser le développement des ressources extracôtières néo-écossaises et il faut aussi compter sur l'important marché liquide du Nord-Est américain, en tant que marché d'ancrage. Par conséquent, un producteur comme EnCana doit s'assurer d'avoir accès au Nord-Est des États-Unis pour disposer d'un marché sur lequel écouler son gaz.

Un autre défi auquel se heurtent les clients des Maritimes, à moyen terme, tient au fait que les réalités économiques associées à l'agrandissement de la canalisation principale semblent privilégier les ventes supplémentaires de gaz aux États-Unis, par opposition à la construction de nouveaux latéraux au Canada. Cela peut soulever des difficultés pour les acheteurs de gaz dans les Maritimes qui voudraient avoir accès aux approvisionnements supplémentaires issus du bassin Néo-Écossais pour justifier la construction de nouveaux latéraux.

Pour l'instant, le marché des Maritimes est fortement concentré entre les mains d'un petit nombre de producteurs et de vendeurs. Les acheteurs de gaz disposent de peu de choix pour se procurer du gaz naturel et les sources d'approvisionnements additionnels pourraient se limiter à un seul fournisseur au cours des cinq prochaines années. Les acheteurs éventuels de gaz font face à une échéance, ayant jusqu'au 31 juillet 2003 pour passer des contrats d'achat avec EnCana, avant que celle-ci prenne des engagements inconditionnels pour réserver des services de transport garanti sur les réseaux de M&NP et M&NE. L'Office comprend que les producteurs doivent s'assurer l'accès au marché d'ancrage, mais il constate aussi que les engagements pris à l'égard du transport aux États-Unis soulèvent un défi de plus pour les Canadiens désireux de développer le marché intérieur du gaz naturel.

Dans les circonstances, l'Office partage les préoccupations du Nouveau-Brunswick et de l'Île-du-Prince-Édouard au sujet de l'accès aux approvisionnements additionnels en gaz et reconnaît que les acheteurs canadiens, à l'heure actuelle, doivent relever une forte concurrence pour réussir à s'approvisionner en gaz extracôtier néo-écossais.

Chapitre 4

Procédures d'approbation distinctes pour l'exportation de gaz extracôtier néo-écossais

4.1 Points de vue du demandeur

Il s'agit ici de la question n° 4 sur la liste des questions de l'Office, à savoir : « Si oui ou non il est possible, et conforme à l'intérêt public, d'adopter des procédures d'approbation distinctes pour l'exportation de gaz de la Plate-forme Néo-Écossaise et, le cas échéant, les procédures qui conviennent. »

Le demandeur a déclaré que la raison fondamentale pour laquelle il demande des procédures distinctes est le fait que le marché gazier des Maritimes est, à son avis, moins développé et moins vigoureux que d'autres marchés au Canada et que les acheteurs de gaz sur ce marché ont besoin d'une protection supplémentaire pour garantir qu'ils puissent avoir accès au gaz naturel néo-écossais à des conditions équivalentes à celles qui sont offertes sur le marché d'exportation.

Le Nouveau-Brunswick a donné les précisions suivantes sur le processus qu'il propose. Pour assurer que les acheteurs canadiens de gaz comprennent bien les modalités d'un projet d'exportation, l'auteur d'une demande d'ordonnance d'exportation à court terme serait tenu de déposer les renseignements suivants :

(i) la quantité de gaz qui sera exportée par jour, par mois et par année;

(ii) la nature du produit à exporter, p. ex. gaz garanti, interruptible, saisonnier, de pointe;

(iii) le mécanisme de tarification de chaque service et le prix de référence utilisé pour chacun;

(iv) tout engagement de vente à long terme concernant le gaz exporté, le cas échéant;

(v) la question de savoir si la demande vise des approvisionnements additionnels en gaz extracôtier;

(vi) le point d'exportation.

Toute partie intéressée qui souhaite déposer une lettre de commentaires serait tenue d'énoncer tous les faits dont elle est au courant et d'exposer clairement les mesures de redressement qu'elle demande à l'Office de prendre. Le demandeur d'ordonnance aurait le droit de répliquer. L'Office pourrait alors décider de rejeter la plainte au motif que la partie intéressée n'avait pas établi *prima facie* l'existence d'un problème. Dans le cas contraire, il pourrait décider de convoquer une audience publique pour étudier la demande d'ordonnance d'exportation, s'il y avait des questions de fond qui méritent examen. À l'issue de l'audience publique, l'Office pourrait décider de refuser la demande d'ordonnance d'exportation, s'il

avait déterminé que les acheteurs canadiens de gaz n'avaient pas pu se procurer le gaz naturel à des conditions semblables à celles des ventes à l'exportation proposées.

Le Nouveau-Brunswick a suggéré que l'Office, quand il reçoit une demande, pourrait l'afficher sur son site Web de telle sorte que toutes les parties intéressées puissent l'examiner rapidement et déterminer si elles ont intérêt à déposer une lettre de commentaires. La province a soutenu que ce processus permettrait d'assurer que tous les Canadiens reçoivent avis du dépôt d'une demande d'ordonnance à court terme, ce qui n'est pas le cas suivant les procédures actuelles.

Selon le raisonnement du Nouveau-Brunswick, cette information permettrait aux acheteurs canadiens de gaz d'évaluer si les modalités des ventes à l'exportation proposées sont comparables à celles qui leur ont été offertes par l'exportateur éventuel. Le Nouveau-Brunswick a souligné également que le fait d'obliger les exportateurs à divulguer cette information contribuerait à une plus grande transparence du marché gazier des Maritimes et en améliorerait le fonctionnement.

Le Nouveau-Brunswick a fourni plusieurs autres éclaircissements sur les « règles » qui sous-tendraient la procédure proposée. Premièrement, il a mentionné, à titre indicatif, les délais dont disposeraient les demandeurs et les intervenants pour ce qui concerne l'avis de demande et la présentation de commentaires, tout en soulignant que l'Office pourrait choisir les délais qui lui semblent le mieux indiqués. Le Nouveau-Brunswick a précisé qu'il cherchait à établir un processus qui soit bref et efficace afin de perturber le moins possible les pratiques commerciales normales.

Deuxièmement, le Nouveau-Brunswick a soutenu qu'il faudrait que l'Office soit prêt à entendre toute partie intéressée qui avait des commentaires valables à faire au sujet de l'ordonnance d'exportation proposée. Il a déclaré que les gouvernements ont la responsabilité de protéger les intérêts de leurs citoyens et qu'il conviendrait de permettre aux organismes gouvernementaux de déposer des plaintes au sujet de la disponibilité d'approvisionnements en gaz au profit de leurs citoyens. Il a fait remarquer que les représentations que le gouvernement ferait au nom des acheteurs de gaz seraient analogues à celles que la CAPP fait en faveur des producteurs de gaz.

Troisièmement, le Nouveau-Brunswick a précisé qu'il demandait que la procédure s'applique uniquement aux demandes d'exportation visant des volumes additionnels, c'est-à-dire les volumes en sus d'un niveau de base de 522 000 10^6Btu/j. Il a souligné qu'il serait plus logique d'assujettir toutes les demandes d'ordonnances à court terme à cette procédure, mais qu'il était plus équitable à son avis de « maintenir les droits acquis » dans le cas des volumes initiaux issus du projet SOEP et d'exempter ces derniers de tout nouveau processus d'approbation. La province a fixé le niveau de 522 000 10^6Btu/j en se fondant sur les flux moyens de gaz provenant de SOEP au cours de sa dernière année de production.

Quatrièmement, le Nouveau-Brunswick a défini le marché des Maritimes comme étant formé des provinces de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, de Terre-Neuve et de l'Île-du-Prince-Édouard, ainsi que de la partie du Québec située à l'est de la ville de Québec. Il a convenu, toutefois, que tout acheteur canadien de gaz qui pourrait raisonnablement être raccordé au gaz du bassin Néo-Écossais, y compris les acheteurs de l'Ontario, devrait avoir le droit de loger une plainte auprès de l'Office.

Cinquièmement, lorsqu'il évalue si les conditions offertes sur le marché intérieur sont comparables aux modalités des ventes à l'exportation, l'Office devrait se contenter d'analyser si les modalités des ventes à l'exportation sont équivalentes ou non à celles qui sont offertes aux acheteurs canadiens, et ne pas essayer d'établir si une vente sur le marché intérieur procurerait à l'exportateur la même valeur qu'une vente à l'exportation.

Enfin, le Nouveau-Brunswick a déclaré qu'il était en faveur des négociations commerciales privées et que de telles négociations devraient se poursuivre même après qu'une plainte a été déposée et inscrite au rôle d'audience.

Le Nouveau-Brunswick a souligné, à l'appui de sa demande, que presque toutes les exportations additionnelles de gaz naturel à partir du Canada ont été effectuées en vertu d'ordonnances à court terme et que, suivant les procédures en vigueur, les acheteurs de gaz des Maritimes n'auraient pas la possibilité de formuler des commentaires au sujet des conditions auxquelles le gaz du bassin Néo-Écossais se fait exporter. Le demandeur a fait remarquer qu'un nouveau producteur, tel qu'EnCana, pourrait attendre jusqu'au moment où sa production est prête à être acheminée pour demander à l'ONÉ de lui accorder une ordonnance d'exportation générale, et que les acheteurs canadiens de gaz n'auraient alors aucune possibilité d'intervenir. Il a soutenu que le processus en place ne respecte pas l'esprit de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché adoptée par l'Office, qui vise à faire en sorte que les acheteurs canadiens de gaz aient accès au gaz naturel d'origine canadienne aux mêmes conditions, y compris le prix, que celles qui sont offertes aux acheteurs à l'exportation.

Le Nouveau-Brunswick a également indiqué qu'il appuierait toute autre initiative que l'Office pourrait prendre pour fournir une information meilleure et plus abondante sur le marché gazier des Maritimes. Il s'est dit en faveur de la communication de renseignements plus complets dans les avis mensuels de l'Office, tel qu'indiquer la fourchette des prix à l'exportation et le prix médian de la fourchette à chaque point d'exportation. Le demandeur a souligné, cependant, que la surveillance du marché ne saurait se substituer à la procédure de traitement des plaintes qu'il demande à l'égard des ordonnances à court terme.

4.2 Points de vue des parties en faveur de la demande

Un certain nombre de parties appuyaient la demande du Nouveau-Brunswick visant à instaurer une procédure d'approbation distincte pour les ordonnances d'exportation de gaz en provenance du bassin Néo-Écossais, mais plusieurs d'entre elles avaient aussi certaines réserves à ce sujet.

L'Île-du-Prince-Édouard était en faveur de l'établissement d'une procédure de traitement des plaintes qui s'appliquerait aux ordonnances d'exportation à court terme de gaz extracôtier néo-écossais. Celle-ci et Maritime Electric ont fait valoir que la réglementation des exportations de gaz par l'Office vise à garantir que les Canadiens aient accès au gaz naturel aux mêmes conditions que celles auxquelles est offert le gaz destiné à l'exportation. Elles ont avancé que le fait que les exportations à court terme ne soient pas assujetties à la méthode d'intervention en fonction des plaintes engendre une situation dans laquelle l'Office se trouve dans l'impossibilité de remplir son mandat relativement à l'intérêt public. Énergie NB a dit appuyer l'adoption des procédures proposées par le Nouveau-Brunswick.

L'Île-du-Prince-Édouard a souligné qu'il était nécessaire, pour assurer la protection des intérêts canadiens, d'instaurer une procédure quelconque pour régler les plaintes concernant les exportations à court terme mais que, à son avis, seuls les acheteurs canadiens de gaz qui sont actifs sur le marché devraient être admissibles à s'en prévaloir. Elle et Maritime Electric ont précisé qu'il faudrait que la procédure instaurée soit brève et efficace afin de ne pas retarder inutilement les exportations de gaz naturel.

Maritime Electric a fait remarquer que la procédure d'intervention en fonction des plaintes qui s'applique aux licences d'exportation à long terme existe depuis 15 ans, dans le cadre de la méthode de calcul axée sur les conditions du marché de l'Office, et qu'aucune plainte n'a jamais été déposée. Selon elle, cela prouve que le simple fait qu'il existait une procédure relative aux plaintes a aidé à garantir que les Canadiens aient la possibilité d'acheter le gaz à des conditions semblables à celles auxquelles était offert le gaz exporté.

L'Île-du-Prince-Édouard a argué que si l'Office n'était pas entièrement satisfait des dispositions précises de la procédure proposée, il disposait d'un dossier d'audience assez détaillé pour en adopter une variante, selon ce qu'il juge indiqué. Maritime Electric a noté qu'avant de mettre en oeuvre la politique d'accès équitable au marché qui sous-tend la réglementation des exportations d'électricité, l'Office a mené un processus de consultation exhaustif. Elle a laissé entendre que l'Office pourrait, au besoin, mener consultations plus poussées sur les dispositions d'une éventuelle procédure de traitement des plaintes, avant de lui donner effet.

Le Procureur général du Québec a demandé que l'Office adopte une procédure visant les exportations à court terme, mais il n'a ni appuyé ni rejeté explicitement les modalités de la proposition du Nouveau-Brunswick.

M. Andy Savoy, député fédéral de la circonscription de Tobique-Mactaquac, a également comparu et présenté une brève argumentation en faveur de la demande du Nouveau-Brunswick. Le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier (SCCÉP) appuyait la demande du Nouveau-Brunswick, lui aussi. Toutefois, le SCCÉP a fait valoir que pour traduire l'esprit de la Loi, il faudrait que l'Office aille plus loin et assume un rôle vraiment proactif afin de protéger l'intérêt public canadien relativement aux exportations de gaz naturel.

L'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) a déclaré que la demande du Nouveau-Brunswick n'était pas dépourvue de fondement, à son avis, mais qu'elle avait certaines réserves au sujet de la divulgation de toutes les modalités commerciales d'une vente. Elle a dit souhaiter que l'Office instaure une procédure quelconque pour garantir que les acheteurs canadiens de gaz jouissent d'un accès égal et équitable au gaz du bassin Néo-Écossais, mais elle n'avait aucune recommandation précise à faire dans ce sens et préférait s'en remettre au bon jugement de l'Office concernant la procédure qui conviendrait le mieux.

L'Union of New Brunswick Indians convenait avec le Nouveau-Brunswick qu'il devrait exister un mécanisme quelconque pour aviser le public d'une demande d'exportation et obtenir ses commentaires à

son sujet, avant d'autoriser des exportations à court terme de gaz naturel. Elle a également souligné l'obligation de consulter les peuples autochtones avant de présenter une demande d'exportation.

La Municipalité régionale de Halifax a déclaré qu'elle s'en remettait à l'Office pour qu'il conçoive des procédures propres à garantir la protection de l'intérêt public en ce qui a trait aux ordonnances d'exportation à court terme de gaz naturel. Elle s'attend à ce que l'Office trouve le juste équilibre entre les intérêts des exportateurs de gaz naturel et ceux des consommateurs de gaz sur le marché intérieur. J.D. Irving, Limited a déclaré que les acheteurs canadiens devraient avoir accès aux approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais à un prix de marché équitable.

L'Office a également reçu plusieurs lettres de la part de parties qui s'intéressaient à l'implantation du service du gaz, surtout dans le nord du Nouveau-Brunswick. Celles-ci ont dit appuyer la demande du Nouveau-Brunswick et ont affirmé que l'accès au gaz naturel leur procurerait des avantages à la fois économiques et environnementaux.

Certaines des parties qui appuyaient le Nouveau-Brunswick, telles que l'Île-du-Prince-Édouard et Énergie NB, étaient également en faveur de l'amélioration de la surveillance exercée par l'Office et de la communication des renseignements. On a toutefois mis en garde l'Office au sujet de la nécessité de garder confidentielle l'information sur les ventes directes entre producteurs et acheteurs initiaux. À l'exemple du Nouveau-Brunswick, l'Île-du-Prince-Édouard et Maritime Electric ont souligné que la surveillance ne pouvait fournir en soi les mesures de redressement qui était recherchées par le biais d'une procédure concernant les plaintes.

4.3 Points de vue des parties qui s'opposent à la demande

Les parties qui s'opposaient à la proposition du Nouveau-Brunswick comprenaient des membres de l'industrie de production de gaz naturel, des sociétés de gazoducs, des agents de commercialisation, les provinces de la Nouvelle-Écosse et de l'Alberta, ainsi que l'Atlantic Institute for Market Studies (AIMS). Même si les arguments avancés variaient d'une partie à l'autre, ils rejoignaient généralement les grands thèmes suivants :

(i) il n'y a aucune preuve d'un échec du marché, et donc aucun problème à corriger;

(ii) la procédure proposée est incompatible avec les réalités du marché du gaz naturel actuel et entraînerait une distorsion du marché;

(iii) le véritable « problème » est le besoin d'obtenir plus d'approvisionnements, et la procédure proposée entraverait la mise en valeur de ces approvisionnements supplémentaires, au lieu de l'encourager;

(iv) la procédure ne serait pas pratique, de toute façon.

Presque toutes les parties qui se disaient contre la proposition du Nouveau-Brunswick ont fait valoir que le demandeur n'avait pas prouvé l'existence d'un problème à corriger. Elles ont soutenu qu'il incombe au

Nouveau-Brunswick de montrer à l'Office que le marché ne fonctionne pas, avant que celui-ci n'intervienne pour instaurer de nouvelles procédures.

Les parties opposées à la demande ont indiqué que le Nouveau-Brunswick devrait produire la preuve d'un refus de négocier de bonne foi ou la preuve que des acheteurs de gaz ayant des projets rentables n'ont pas pu obtenir du gaz naturel à des conditions de marché équitables. La CAPP, Chevron, EnCana et Duke Energy ont tous déclaré qu'il n'y avait eu aucune preuve du genre, mais que la preuve indiquait plutôt que quelques projets à caractère incertain n'étaient pas allés de l'avant, comme on peut s'y attendre dans un marché qui fonctionne normalement. On a souligné que l'incapacité d'un acheteur et d'un vendeur de se mettre d'accord, tel que dans le cas de Tractebel, n'était pas nécessairement l'indice d'un échec du marché. La CAPP et TransCanada ont toutes deux noté qu'il y avait discordance entre le profil de production prévu du projet Deep Panuke et les besoins d'approvisionnement de Tractebel. Il est normal que des acheteurs et des vendeurs potentiels soient parfois incapables de s'entendre sur des conditions mutuellement acceptables, et les négociations qui ont eu lieu avec Tractebel en sont tout simplement un exemple.

En outre, les détracteurs du Nouveau-Brunswick ont fait valoir qu'il y a d'abondantes preuves que des négociations de bonne foi se déroulent entre EnCana et des acheteurs de gaz potentiels. Selon l'avis des parties, ces négociations sont la preuve que le marché fonctionne comme il se doit.

Plusieurs parties, dont la CAPP, Mirant et Pétrolière Impériale/ExxonMobil, ont fait observer que le marché gazier des Maritimes avait connu un essor considérable depuis la mise en production de SOEP. On a souligné également que les acheteurs de gaz revendent et exportent une partie importante du gaz qu'ils achètent. Ces faits indiquent que les besoins en gaz des Maritimes sont satisfaits et qu'il n'y a eu aucune réticence à vendre du gaz extracôtier néo-écossais aux marchés des Maritimes.

Plusieurs des parties opposées à la demande ont soutenu qu'intervenir dans le marché, comme le propose le Nouveau-Brunswick, serait tout à fait incompatible avec les réalités du marché tel qu'il existe actuellement. Selon la CAPP et EnCana, la procédure proposée toucherait à des négociations contractuelles privées et donnerait aux acheteurs canadiens de gaz un ascendant inacceptable dans le cadre de ces négociations. EnCana a déclaré que le fait d'exiger les renseignements proposés reviendrait pratiquement à obliger un exportateur à dévoiler tout son plan de commercialisation pour les deux prochaines années. La CAPP a laissé entendre que l'existence d'une telle procédure encouragerait certains acheteurs à compter sur des solutions réglementaires, au lieu d'engager des négociations contractuelles privées. Elle craignait aussi qu'une telle procédure, une fois instaurée, soit très difficile à abroger par la suite.

TransCanada a soutenu qu'il ne serait pas approprié d'adopter un traitement réglementaire spécial dans le seul cas du bassin Néo-Écossais, d'autant plus que le gaz naturel en provenance de ce bassin fait concurrence à celui d'autres bassins.

Plusieurs parties, notamment la Nouvelle-Écosse, EnCana, la CAPP, TransCanada, Pétrolière Impériale/ExxonMobil et l'AIMS, ont souligné que la vraie solution aux besoins des acheteurs de gaz des Maritimes résidait dans le développement de plus d'approvisionnements en gaz. Toutes ces parties ont

noté que les procédures proposées ne feraient rien pour accroître l'approvisionnement en gaz et que, en *fait, elles nuiraient à la mise en valeur* d'approvisionnements supplémentaires.

Ces parties ont également laissé entendre qu'ériger d'autres obstacles réglementaires à l'exploitation du bassin Néo-Écossais aurait, toutes choses étant égales par ailleurs, l'effet de rendre moins attrayant l'investissement dans ce bassin. EnCana a fait remarquer que la procédure ciblerait directement son projet Deep Panuke puisqu'on « maintiendrait les droits acquis » pour ce qui concerne la production existante. Elle a ajouté que la procédure désavantagerait le gaz extracôtier néo-écossais et décourager de futurs investissements dans le bassin, en rendant les investissements ailleurs relativement plus attrayants. La Nouvelle-Écosse partageait ce point de vue et, de concert avec EnCana, elle a enjoint l'Office d'écarter résolument la demande du Nouveau-Brunswick pour montrer clairement son intention de conserver une approche axée sur le marché dans la réglementation des exportations.

Le ministère de l'Énergie de l'Alberta (Alberta) a soutenu que la mise en oeuvre de procédures restrictives concernant l'approbation des exportations aurait vraisemblablement une incidence défavorable sur tout le gaz naturel produit au Canada, quelle qu'en soit la source. L'Alberta a exhorté l'Office à continuer de réglementer les exportations suivant une approche axée sur le marché.

L'AIMS a souligné, pour sa part, que la proposition du Nouveau-Brunswick aurait pour effet de limiter le commerce, de décourager l'investissement, de réduire la disponibilité de gaz et d'annuler les bienfaits que procurerait autrement la mise en valeur des approvisionnements en gaz extracôtier néo-écossais. L'AIMS et d'autres parties ont argué que ces résultats seraient contraires aux buts que le Nouveau-Brunswick lui-même souhaitait atteindre, soit celui d'améliorer l'accès des acheteurs des Maritimes au gaz naturel.

Enfin, EnCana et la CAPP ont déclaré que la procédure ne serait pas pratique. EnCana a souligné qu'un grand nombre de facteurs interviennent dans un contrat de vente de gaz, y compris des éléments tels que les clauses de prise minimum, les pénalités pour défaut de livraison, les modalités de livraison et la catégorie de service (interruptible, garanti, saisonnier). Or, plusieurs de ces facteurs influent sur les prix du contrat si bien que comparer des prix négociés dans deux situations différentes peut être très compliqué. La CAPP et EnCana ont toutes deux souligné qu'une procédure prévoyant le dépôt de plaintes dégénérerait en un long processus et, en fait, empêcherait que la vente à l'exportation n'ait lieu.

Outre les quatre arguments généraux à l'encontre de la procédure proposée, dont il est question ci-dessus, certaines parties ont formulé d'autres commentaires.

TransCanada, la CAPP et EnCana ont souligné qu'il y a déjà des avenues à la disposition des parties pour communiquer leurs préoccupations à l'ONÉ, dont l'article 12 de la Loi, en vertu duquel le Nouveau-Brunswick a présenté sa demande actuelle. On a également laissé entendre que les acheteurs de gaz pourraient avoir recours aux processus provinciaux et, éventuellement, au Tribunal de la concurrence. Par conséquent, les parties ont fait valoir qu'il n'était pas nécessaire d'instaurer une procédure particulière concernant les plaintes qui s'appliquerait dans le cas de toute demande d'exportation à court terme de gaz naturel.

M&NP a indiqué qu'elle appuie les activités de surveillance du marché que mène l'Office et qu'elle serait en faveur d'une surveillance plus étroite des prix payés par les acheteurs de gaz sur le marché intérieur. EnCana a également suggéré que l'amélioration de la surveillance des prix et de la communication de données connexes pourrait peut-être concourir à une plus grande transparence des prix sur le marché. En plaidoirie finale, l'avocat de la CAPP a aussi déclaré que, si l'Office se doit d'agir, il devrait continuer de prendre des mesures qui fonctionnent bien, comme la surveillance, les études, les sondages et les publications. La CAPP a toutefois prévenu l'Office que les agences privées sont mieux placées que lui pour publier des informations comme des indices de prix.

Enfin, plusieurs parties ont déclaré que si l'Office envisageait sérieusement d'instaurer une procédure quelconque, en dépit de leur objections, il lui faudrait d'abord énoncer clairement en quoi consiste le problème qui doit être corrigé. Ensuite, l'Office devrait engager des consultations exhaustives avant d'adopter toute procédure. Cette consultation garantirait que l'on conçoïve la procédure la plus pratique, tout en limitant ses effets dommageables sur l'industrie productrice.

Opinion de l'Office

L'Office national de l'énergie a la responsabilité d'assurer que la réglementation qu'il exerce sur les exportations de gaz naturel sert l'intérêt public canadien. Selon l'Office, un des principaux indicateurs que l'intérêt public est servi est le fait que les Canadiens payent des prix de marché équitables pour le gaz naturel dans le contexte du marché nord-américain. Autrement dit, les prix payés pour le gaz naturel sur le marché intérieur devraient être au moins aussi favorables que les prix payés pour le gaz vendu, dans des conditions similaires, sur le marché d'exportation.

L'Office croit que, dans le contexte actuel de politiques énergétiques et commerciales orientées vers le marché, il se doit d'élaborer des démarches réglementaires qui sont compatibles avec ces politiques et qui les appuient. À cet égard, une considération de premier plan consiste à éviter que les processus réglementaires n'entravent la mise en valeur de nouveaux approvisionnements en gaz qui pourraient répondre aux besoins à la fois des clients canadiens et des clients à l'exportation.

Dans une économie de marché, ce sont les rouages du marché qui déterminent l'offre et la demande de gaz naturel et son prix. Dans le cadre de ses décisions de 1987 et 1991 concernant l'examen des méthodes de calcul des excédents, l'Office a reconnu que ses procédures concernant les exportations doivent être adaptées aux mécanismes du marché et a donc révisé en conséquence sa méthode de calcul des excédents. Depuis, l'industrie du gaz naturel s'est mise à privilégier de plus en plus les transactions commerciales à court terme. L'Office estime que ses procédures d'approbation des exportations ont suivi le rythme des changements et facilité l'évolution du marché du gaz naturel. La démarche qu'il a adoptée a fourni aux intervenants du marché un contexte de réglementation prévisible, dans lequel l'industrie a pris un essor considérable au cours des quinze dernières années.

L'Office croit que l'intérêt public est le mieux servi lorsqu'on permet le libre jeu du marché, sauf s'il y a des indices clairs d'un sérieux dysfonctionnement. Dans ce contexte, l'Office est parvenu aux conclusions qui suivent.

L'Office a décidé qu'il ne conviendrait pas, à l'heure actuelle, d'instaurer des procédures qui perturberaient indûment le fonctionnement normal du marché. En parvenant à cette conclusion, l'Office a noté que l'audience n'avait mis en lumière aucune preuve directe établissant que les acheteurs de gaz des Maritimes n'ont pas eu accès aux approvisionnements en gaz extracôtier néo-écossais à des conditions semblables à celles qui étaient offertes aux marchés d'exportation. De plus, on n'a produit aucune preuve montrant que des vendeurs de gaz avaient refusé de négocier de bonne foi.

L'Office se préoccupe aussi du caractère pratique de la proposition du Nouveau-Brunswick. Il croit que la procédure que celui-ci a proposée pour l'approbation des ordonnances à court terme ne serait d'aucune aide directe pour les acheteurs canadiens, tels que Maritime Electric, les promoteurs du projet Cartier ou la Société d'Énergie du Nouveau-Brunswick, qui ont besoin d'un approvisionnement à long terme de dix ans ou plus avant d'investir dans de nouveaux éléments d'infrastructure.

De plus, l'Office juge que l'obligation de divulguer des renseignements commerciaux sensibles et les retards potentiels causés par la procédure constitueraient un fardeau déraisonnable pour les exportateurs éventuels qui désirent conclure des arrangements commerciaux à court terme. De plus, il serait difficile de juger de la comparabilité des modalités des ventes à court terme dans un contexte où les paramètres du marché changent constamment.

L'Office craint également que le fardeau réglementaire additionnel qu'une telle procédure imposerait aux exportateurs n'envoie un message négatif aux éventuels investisseurs dans le bassin extracôtier Néo-Écossais. Compte tenu de ce risque, l'Office ne pense pas qu'il serait prudent d'adopter de nouvelles procédures sans avoir une preuve directe que les Canadiens se sont réellement vu refuser l'accès au gaz à des conditions semblables à celles qui étaient offertes aux clients à l'exportation.

L'Office constate que le Nouveau-Brunswick et d'autres parties intéressées ont avancé qu'il y a un gros risque que les Canadiens ne bénéficieront pas d'un accès égal au gaz extracôtier néo-écossais à l'avenir. L'Office convient que plusieurs caractéristiques du marché des Maritimes soulèvent des préoccupations.

D'abord, il n'y a qu'un fournisseur potentiel d'approvisionnements en gaz additionnels pour les cinq prochaines années. Tout en admettant que le nombre de vendeurs sur le marché s'est accru, l'Office est quand même d'avis que le choix limité de vendeurs restreint le pouvoir de négociation dont disposent les acheteurs sur le marché intérieur.

Ensuite, parce que le marché est en développement, les acheteurs de gaz des Maritimes doivent investir dans l'infrastructure et ont besoin d'avoir des assurances raisonnables qu'ils auront accès à des approvisionnements sûrs à long terme afin de justifier ces investissements. En revanche, les acheteurs de gaz aux États-Unis n'ont pas besoin

d'implanter une nouvelle infrastructure et, à cause de la grande taille du marché existant, ils peuvent absorber des volumes importants de gaz sur le marché des ventes à court terme. Ainsi, les caractéristiques du marché intérieur suscitent des difficultés pour les acheteurs canadiens de gaz qui doivent faire concurrence à d'autres marchés pour obtenir les approvisionnements disponibles.

De plus, il y a discordance entre le profil de production prévu du projet Deep Panuke, et possiblement d'autres projets à venir, et les besoins des nouveaux marchés gaziers des Maritimes, qui doivent disposer d'approvisionnements à long terme.

Enfin, sur le plan économique, l'actuel projet d'agrandissement de la canalisation principale de M&NP semble être avantageux pour les expéditeurs et les producteurs, par comparaison à l'ajout de nouveaux latéraux dans le réseau de M&NP. Ce facteur, couplé aux caractéristiques susmentionnées du marché intérieur, pourrait ériger des obstacles pour les acheteurs de gaz sur le marché intérieur, que les clients à l'exportation n'ont pas à surmonter.

Pour résumer, l'Office juge que les intervenants sur le marché en développement des Maritimes sont confrontés à de nombreux défis qui n'existent pas pour les acheteurs sur le marché mûr de l'exportation.

Compte tenu des caractéristiques du marché des Maritimes, l'Office partage les préoccupations que le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard ont exprimées au sujet de l'accès aux approvisionnements en gaz additionnels à des conditions de marché équitables. Bien que les témoignages présentés à l'audience ne justifient pas, à ses yeux, d'exercer une intervention réglementaire directe, l'Office trouve qu'ils soulèvent assez de préoccupations pour l'inciter à intensifier ses efforts de surveillance dans les Maritimes.

En conséquence, l'Office a décidé de prendre les mesures suivantes :

(i) L'Office mobilisera une équipe qui sera chargée de surveiller en permanence le marché gazier des Maritimes grâce à des rencontres avec les acheteurs, vendeurs, producteurs, sociétés pipelinières et représentants gouvernementaux. L'Office diffusera de temps à autre des rapports publics sur l'état du marché, dont le premier paraîtra bien avant l'échéance du 31 juillet 2003.

(ii) Pour favoriser une plus grande transparence des prix dans les Maritimes, l'Office publiera des données complémentaires tirées des rapports qu'il reçoit chaque mois des détenteurs d'ordonnances d'exportation. De plus, l'Office fera le nécessaire pour recueillir des données sur les prix intérieurs et à l'exportation au moyen de sondages dont il publiera les résultats sous une forme agrégée.

L'Office juge qu'un marché efficace se caractérise par une large diffusion de l'information sur le marché, de sorte qu'elle soit accessible à tous les intervenants. À son avis, le programme de surveillance qu'il propose contribuera à mettre de l'information meilleure et plus abondante à la disposition des intervenants sur le marché des Maritimes.

Enfin, l'Office croit que l'audience publique concernant la demande du Nouveau-Brunswick aura permis de mieux prendre conscience des questions auxquelles sont confrontés les acheteurs de gaz naturel dans les Maritimes. Il rappelle que c'est au cours de l'audience de la Commission d'examen conjoint portant sur les projets originaires de SOEP et de M&NP que les producteurs, les gouvernements provinciaux et la société pipelinière ont formellement reconnu, d'un commun accord, les besoins des acheteurs de gaz des Maritimes.

L'Office se rend compte que c'est grâce à la mise en application de connaissances et de technologies hautement spécialisées, ainsi qu'à un apport de capital-risque, que l'industrie productrice concrétise au moyen de projets de production le potentiel des ressources extracôtières en gaz naturel. La mise en valeur de ces ressources engendre de nombreux avantages, sous la forme d'emplois, de recettes fiscales, de demande accrue pour les services locaux et de possibilités d'acquérir de nouvelles compétences dans un nouveau secteur d'activité. L'Office croit, cependant, que pour servir au mieux l'intérêt public, il faut que le développement extracôtier se fasse en tenant compte des besoins des utilisateurs d'énergie sur le marché intérieur.

Chapitre 5

Considérations relatives à l'ALENA

La liste préliminaire des questions publiée avec l'ordonnance d'audience ne mentionnait rien de l'*Accord de libre-échange nord-américain* (ALENA). Bien que l'Office ait sollicité des commentaires au sujet de la liste, aucune partie n'a demandé que l'on y ajoute l'ALENA comme sujet à examiner. Toutefois, dans sa plaidoirie finale, l'avocat de la CAPP a laissé entendre que le demandeur se devait d'expliquer comment les procédures proposées pouvaient être admissibles dans le cadre de l'ALENA. Le Nouveau-Brunswick a mis en question cette exigence proposée, mais s'y est conformée en déposant par écrit une plaidoirie sur l'ALENA et l'Office a subséquemment établi une procédure pour le dépôt de mémoires sur la question.

Selon le Nouveau-Brunswick, sa demande voulant que l'Office établisse des règles de procédure pour l'examen des ordonnances d'exportation à court terme visant des approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais ne fait pas intervenir les dispositions de l'ALENA. La province a avancé que l'Office aurait à se pencher sur ces questions uniquement s'il devait imposer des restrictions à l'exportation et qu'il est prématuré de se prononcer sur quelque allégation de violation de l'ALENA que ce soit, car le cas ne s'appuie sur aucun contexte factuel. En outre, aucune disposition du chapitre de l'ALENA portant sur l'énergie n'empêcherait l'Office d'établir une procédure pour garantir que les demandes d'ordonnance d'exportation à court terme tiennent compte de tous les facteurs pertinents, dont la question de savoir si les Canadiens ont eu ou non la possibilité d'acheter du gaz à des conditions similaires à celles offertes sur les marchés d'exportation.

Le SCCÉP était d'accord avec le Nouveau-Brunswick et a déclaré que, tant et aussi longtemps qu'une procédure imposée était mise en oeuvre de façon non discriminatoire, aucune disposition de l'ALENA n'empêcherait l'Office d'adopter des procédures qui permettent d'accroître la transparence du processus d'approbation, y compris une procédure concernant les avis de dépôt de demandes et la présentation de commentaires. Si, à l'examen d'une demande d'exportation, l'Office était convaincu que la demande ne répond pas au critère relatif aux excédents, il aurait à établir si sa décision de rejeter la demande soulève des questions touchant l'application de l'ALENA. Dans l'intervalle, sans connaître les circonstances précises du cas, on ne peut que conjecturer sur la question.

Même s'il a soulevé la question et allégué que le Nouveau-Brunswick n'avait pas satisfait à son obligation de justifier sa demande relativement à l'ALENA, l'avocat de la CAPP a laissé entendre qu'il n'était pas nécessaire d'interpréter l'ALENA ou de déterminer comment un changement de procédures l'affecterait, étant donné que le marché fonctionne. Toutefois, la CAPP a déposé un mémoire alléguant, entre autres, que la proposition du Nouveau-Brunswick était une façon détournée de réglementer les prix, ce qui va à l'encontre de l'ALENA. Elle a également avancé que les procédures en question donneraient aux acheteurs canadiens un avantage réglementaire par rapport aux clients à l'exportation et instaureraient une limite de volume, faussant ainsi le marché et limitant le commerce, ce qui est contraire à l'ALENA, sauf dans quelques circonstances.

La CAPP a traité des divers articles qui permettraient l'imposition de restrictions et affirmé qu'on n'a présenté aucune preuve démontrant que l'on pouvait satisfaire à l'une ou l'autre de ces dispositions. Quant à savoir s'il est prématuré ou non d'étudier ces questions, la CAPP a fait valoir que les procédures ont été soumises à l'Office et qu'il faut les examiner. En outre, l'Office doit étudier le régime et la politique réglementaires proposés à la lumière des véritables objectifs économiques du demandeur. La CAPP a conclu qu'accéder à la requête du demandeur contreviendrait à l'ALENA.

M&NP a fait observer que la proposition du Nouveau-Brunswick imposera des restrictions aux volumes d'exportation, même si le demandeur allègue le contraire; si aucune restriction n'est prévue, il est permis de penser que rien ne justifie le changement de procédures proposé. Qui plus est, l'Office irait à l'encontre de l'ALENA s'il refusait d'approuver les exportations nécessaires pour maintenir l'accès aux approvisionnements additionnels en gaz extracôtier néo-écossais dont les acheteurs américains ont bénéficié au cours des 36 mois précédents. M&NP a souligné que l'ALENA fait référence au renforcement du libre échange des produits pétrochimiques par une libéralisation soutenue et graduelle. Elle a déclaré que la proposition du demandeur imposerait des politiques protectionnistes au lieu de libéraliser le régime d'exportation.

Duke Energy a allégué que le fait de « réserver » du gaz à la consommation intérieure ou d'instaurer un processus exigeant de satisfaire aux intérêts intérieurs avant de conclure les négociations avec des acheteurs à l'exportation violerait les principes de l'ALENA. L'Alberta a fait observer que la proposition mise de l'avant imposerait une restriction aux exportations, car elle supposerait l'examen de demandes à la lumière de critères non déterminés et rallongerait le processus d'octroi des ordonnances. Ainsi, la proposition risquerait fort d'aller à l'encontre des obligations du Canada en matière de commerce international.

Dans sa réplique, le Nouveau-Brunswick a soutenu qu'aucune des parties ayant commenté la question n'a été en mesure de démontrer que l'établissement de procédures représente en soi une restriction aux exportations ou même qu'il convient d'étudier la question à ce moment-ci, puisque l'argument qu'il peut y avoir violation de l'ALENA est actuellement hypothétique. Le demandeur a fait observer que l'ALENA permet aux parties d'administrer un système de licences d'exportation des produits énergétiques et que la Partie VI de la Loi n'a pas été révoquée ou amendée pour limiter la capacité de l'Office d'établir des procédures. Il a souligné qu'il ne demandait qu'une procédure équitable concernant les avis de demandes d'ordonnance d'exportation à court terme et le dépôt de commentaires et de plaintes à l'égard de ces demandes.

Opinion de l'Office

L'Office est d'avis que l'obligation qu'aurait le Nouveau-Brunswick de traiter de l'ALENA n'a été invoquée qu'au moment où la question a été soulevée durant l'audience. Si la CAPP était d'avis que le demandeur devrait justifier sa proposition à la lumière de l'ALENA, elle avait la possibilité de demander l'ajout de cette question à la liste des questions à étudier lorsque l'Office a sollicité les commentaires des parties. À défaut de cela, l'Office est d'avis que le demandeur n'a pas à justifier sa demande sous cet aspect. En fait, comme la question a été soulevée, l'Office reconnaît un certain

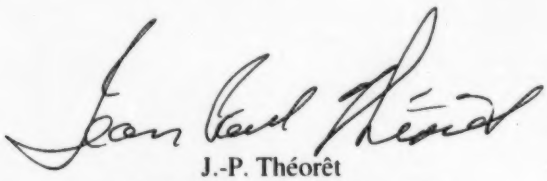
bien-fondé à l'allégation du Nouveau-Brunswick voulant qu'il revienne à la CAPP de prouver que la procédure proposée est contraire à l'ALENA.

Néanmoins, compte tenu de ses décisions prises dans les chapitres précédents, l'Office est d'avis qu'il n'a pas à se prononcer sur quelque question relative à l'ALENA, et en conséquence, il ne poussera pas plus loin l'examen de cette question.

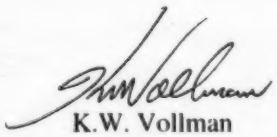
Chapitre 6

Dispositif

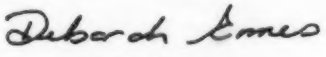
Les chapitres qui précèdent représentent notre décision et nos motifs de décision concernant les questions examinées dans le cadre de l'instance MH-2-2002.



J.-P. Théorêt
Membre présidant l'audience



K.W. Vollman
Membre



D.W. Emes
Membre

Calgary (Alberta)
Septembre 2002